



**Institut für Solare
Energieversorgungstechnik**

Verein an der Universität
Gesamthochschule Kassel e.V.

**SIEBENTES KASSELER SYMPOSIUM
ENERGIE – SYSTEMTECHNIK**

Erneuerbare Energien und
Rationelle Energieverwendung

**Energiespeicher und
Energietransport**

14. - 15. November 2002

Mitveranstalter:

VDE **Bezirksverein Kassel e.V.**



**ForschungsVerbund
Sonnenenergie**

**UNI KASSEL
VERSITÄT**

Universität Kassel



IMPRESSUM

Herausgeber

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
Verein an der Universität Kassel e.V.

Vorstand

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)
Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift

Königstor 59
D-34119 Kassel
Telefon: +49(0)561 7294-0
Telefax: +49(0)561 7294-100
E-mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Rodenbacher Chaussee 6
D-63457 Hanau
Telefon: +49(0)6181 58-2701
Telefax: +49(0)6181 58-2702
E.-mail: hanau@iset.uni-kassel.de
Internet: www.iset.uni-kassel.de

Redaktion

P. Caselitz

Kassel 2002

**INHALTSVERZEICHNIS**

Impressum	2
Vorwort	5
Methanhydrate: Verbindung aus Gas und Wasser – Energieträger der Zukunft?	8
Prof. Dr. Erwin Suess, GEOMAR Forschungszentrum Kiel	
Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke / Geplanter Einsatz beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion und aktuellem Strombedarf	26
Fritz Crotagino, Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH, Hannover	
Moderne Pumpspeicherwerke im Gigawattbereich – Darstellung am Beispiel des PSW Goldisthal	39
Wolfgang Bogenrieder, Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG	
Bleibatterien – Neue Entwicklungen und zukünftige Einsatzbereiche	60
Dr. Reiner Wagner, EXIDE Automotive Batterie GmbH, Büdingen	
Alkalische Batteriesysteme für Hybrid-Elektrostraßenfahrzeuge und Anwendungen im Industriebereich	79
Dr. Detlef Ohms, Dr. Gunter Schädlich, Hoppecke Batteriesysteme GmbH	
Lithiumsysteme – Einsatzbereiche und Perspektiven	88
Dr. Dietmar Rahner, TU Dresden	
Zink – Luft – Speicher	101
Dr.-Ing. Michael Brüsewitz, ZOXY Energy Systems AG, Oberdingen	
Wasserstoffspeicher – Metallhydridspeicher, Druckgasspeicher, Flüssiggasspeicher	112
Andreas Otto, HERA Hydrogen Storage Systems GmbH, Nürnberg	
Kohlenstoff-Nanofasern zur Wasserstoffspeicherung - Stand der Forschung -	122
Prof. Dr. Jürgen Garche, Dr. Ludwig Jörissen, Raimund Ströbel, ZSW Ulm	
Doppelschichtkondensatoren – Technik, Kosten, Perspektiven	138
Dr. Rüdiger Kötz, Paul Scherrer Institut, Villingen, Schweiz	



Einsatz von Superkondensatoren in Kraftfahrzeugen	150
Rainer Knorr, Siemens VDO Automotive AG, Regensburg	
Supraleitende Magnetische Energiespeicher	162
Dr. Klaus-Peter Juengst, Forschungszentrum Karlsruhe	
Schwungradspeicher - Stand der Technik	178
Dr. Frank Täubner, rosseta Technik GmbH, Roßlau	
Dezentrale Energiespeicher im europäischen Verbundnetz	189
- Ziele des EU-Projektes DISPOWER -	
Prof. Dr. J. Schmid, Dr. T. Degner, Dr. A. Engler, C. Enßlin, M. Hoppe-Kilpper, U. Krengel, K. Rohrig, P. Strauß, ISET e.V., Kassel	
Interkontinentale Stromverbände - Perspektiven einer Vollversorgung Europas mit Strom aus regenerativen Quellen	203
Gregor Czisch, ISET e.V., Kassel	
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung für das europäische Verbundnetz	224
Dr. Michael Häusler, ABB Utilities GmbH, Mannheim	
Supraleitung und Energietransport - Stand der Technik und Perspektiven	230
Frank Schmidt, Nexans Superconductors GmbH, Hannover	



Vorwort

Das 7. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik widmet sich den Schwerpunktthemen *Energiespeicher und Energietransport*. Ebenso wie beim Symposium 2001 mit dem Schwerpunkt *Innovative Energiewandler* soll auch in diesem Jahr nicht nur über etablierte Technologien berichtet werden. Die Beiträge beschreiben vielmehr den Stand der Technik und die Perspektiven sehr unterschiedlicher Systeme der Energiespeicherung und des Energietransports und reichen bis zur Vision eines interkontinentalen Stromverbundes zur Vollversorgung Europas mit Strom aus regenerativen Energien.

Der Eröffnungsvortrag befasst sich allerdings nicht mit technischen Möglichkeiten der Energiespeicherung, sondern mit den riesigen Methanhydrat-Vorkommen, deren Ausmaße noch nicht einmal seit zehn Jahren bekannt sind. So soll die in diesen Vorkommen gespeicherte Energie die heute bekannten Vorräte an fossiler Energie noch weit übertreffen. Zu den Mitentdeckern der Vorkommen im maritimen Bereich zählt Professor Erwin Suess vom Geomar Forschungsinstitut für Marine Geowissenschaften in Kiel, der über Chancen, aber auch über potentielle Gefahren der Methanhydratvorkommen sowie über weltweite Forschungsaktivitäten berichtet.

Obwohl es in Deutschland seit über 20 Jahren einen großen Druckluftspeicher mit einer Leistung von fast 300 MW gibt, ist diese Energiespeichertechnologie zumindest in der Öffentlichkeit weitgehend unbekannt geblieben. Dabei deckt sich der Einsatzbereich der Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke weitgehend mit den Pumpspeicher-Kraftwerken. Zwei Vorträge befassen sich daher mit modernen Wasserspeicher-Kraftwerken und mit den Perspektiven der Druckluftspeicher, die u.a. zum Ausgleich der fluktuierenden Windenergie interessant sein könnten.

Im Bereich der elektrochemischen Speicher reichen die Themen von der klassischen Bleibatterie über alkalische Systeme und Lithiumsysteme bis hin zu Zink-Luft-Speichern. Dabei wird u.a. deutlich, dass die Bleibatterie trotz der Fortschritte bei den anderen Speichertechnologien keineswegs als Auslaufmodell betrachtet werden kann, wobei ihre Entwicklung noch immer besonderes durch den Einsatz als Starterbatterie dominiert wird. Nickelmetallhydrid und Lithiumsysteme dagegen beherrschen den Kleingeräte-Markt, der aufgrund der hohen Stückzahlen ebenfalls von besonderer Bedeutung ist. Aber auch im Traktionsbereich ist der Einsatz dieser Systeme attraktiv.

Wasserstoffspeicher spielen mittel- bis langfristig eine Schlüsselrolle für die Entwicklung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen, da nur das Mitführen von Wasserstoff die aufwendigen Reformer im Fahrzeug vermeidet und bei regenerativer Erzeugung zu einer hohen Umweltfreundlichkeit führt. Während Speichertechnologien wie Flüssiggasspeicher,



Druckgasspeicher und Hydridspeicher gut bekannt sind, sind Kohlenstoff-Nanofaser-Speicher, in die zeitweise große Hoffnungen gesetzt wurden, immer noch Gegenstand intensiver Forschung. Zwei Vorträge zu diesem Themenbereich runden den ersten Nachmittag des Symposiums ab.

Der Einsatz von Doppelschichtkondensatoren oder Superkondensatoren wird für alle Bereiche diskutiert, die kurzzeitig hohe Leistungsanforderungen stellen. Obwohl solche Kondensatoren immer noch sehr teuer sind, haben die Eigenschaften dieser Energiespeicher in den letzten Jahren große Aufmerksamkeit hervorgerufen. Im Zuge der Entwicklung neuer Bordnetze und in Verbindung mit weiteren Neuerungen, wie z.B. Startergeneratoren, wird ihr Einsatz besonders im Kraftfahrzeugbereich verstärkt diskutiert.

Supraleitende magnetische Energiespeicher sind besonders zur lokalen Sicherstellung der Netzqualität und zur unterbrechungsfreien Stromversorgung interessant. Magnetische Energiespeicher auf der Basis von Tieftemperatur-Supraleitern stehen kommerziell zur Verfügung, Energiespeicher mit Hochtemperatur-Supraleitern befinden sich zur Zeit noch in der Entwicklung. Magnetische Energiespeicher stehen u.a. in Konkurrenz zu modernen Schwungradspeichern. Mit den Schwungrädern aus den Anfängen des Maschinenbaus haben moderne Systeme aber nur noch das Prinzip gemeinsam.

Speichersysteme spielen natürlich auch eine wichtige Rolle bei der Integration regenerativer Energiequellen in bestehende Energieversorgungsnetze. Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung und die Liberalisierung des Energiemarktes ist dabei für den Einsatz von Energiespeichern von hoher Bedeutung. Das von ISET koordinierte EU-Projekt DISPOWER befasst sich mit den wichtigsten Aspekten dieser Entwicklung. Im Rahmen eines weiteren Vortrages werden die Ziele dieses Projektes vorgestellt, das mit 38 europäischen Partnern und einer finanziellen Ausstattung von 17 Millionen Euro zu den größten Projekten dieser Art in Europa zählt.

Im Zusammenhang mit verschiedenen Szenarien der zukünftigen Energieversorgung wird auch über verschiedene Möglichkeiten des Energietransports diskutiert. Dazu gehören die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und der Wasserstofftransport unter Verwendung vorhandener Gasleitungen und Gasverteilungssysteme. Zwei Vorträge zu diesen Themen und ein Vortrag zum Stand der Technik und den Perspektiven des Energietransports über Supraleiter sollen die Vorträge zu den Energiespeichern ergänzen.

An dieser Stelle möchten wir uns schließlich wieder bei allen Referenten ganz herzlich für ihren Beitrag zum Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik bedanken. Ebenso gilt unser Dank auch allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts für ihr Engagement bei der Vorbereitung und Durchführung der Veranstaltung.



Mögen die beiden Tage in Kassel allen Teilnehmern des Symposiums interessante Informationen bieten und in angenehmer Erinnerung bleiben.

Jürgen Schmid
Vorstandsvorsitzender

Peter Caselitz
Bereichsleiter Energiewandlung und
Regelungstechnik und wissenschaftlicher
Leiter des Symposiums



Methanhydrate: Verbindung aus Gas und Wasser – Energieträger der Zukunft?

Prof. Erwin Suess, Ph.D., M.Sc.
GEOMAR Forschungszentrum
Wischhofstraße 1 – 3, 24148 Kiel
Tel.: (0431) 600-2232, Fax: (0431) 600-2928
E-mail: esuess@geomar.de

1 Einleitung

Wasser und Methan verbinden sich bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen zu festen eisähnlichen Verbindungen, die als Gashydrate bekannt sind. Bereits im 19. Jahrhundert war die Verbindung Methanhydrat erforscht, aber erst in den dreißiger Jahren des 20. Jahrhunderts schenkte man ihr wieder größere Beachtung, denn durch die Gasindustrie wurde bekannt, daß eine unbeabsichtigte Gashydratbildung für Probleme beim Transport von Erdgas durch Pipelines sorgte. Bei Temperaturen um den Gefrierpunkt bildete sich nämlich häufig festes Methanhydrat aus dem unter Druck stehenden feuchten Erdgas und verstopfte die Leitungssysteme. In den 1970er Jahren gelang es russischen Meeresforschern vom Boden des Schwarzen Meeres und des Kaspischen Meeres erstmalig natürliche Gashydrate zu bergen; ein weiterer wichtiger Meilenstein der Erforschung erfolgte in den 1980er Jahren durch das Erbohren von Gashydrat aus mehreren hundert Metern Tiefe unterhalb des Meeresbodens. Niemand ahnte damals, wie umfangreich deren Verbreitung auf der Erde ist, vor allem im Meeresboden entlang der Kontinentalränder und welchen Einfluß für die Umwelt die Gashydrate haben könnten. Heute bestehen weltweit nationale und internationale Projekte zur Erforschung der Gashydrate in Japan, Indien, China und den USA mit dem erklärten Ziel, deren Verbreitung zu erfassen und ihrer Nutzung als zukünftige Energieträger. Aber vor allem Projekte der Grundlagenforschung werden gezielt durchgeführt, wobei die Bundesrepublik Deutschland mit einem der größten interdisziplinären Projekte führend ist und wichtige Fragen nach dem Einfluß der Methanhydrate auf das Klima, ihre Bedeutung für den Kohlenstoffkreislauf sowie ihrer Rolle als Substrat bei einer Reihe von geologisch-biologisch-geochemischen Prozessen am Meeresboden behandelt.



2 Struktur und Molekülaufbau

Bei den Gashydraten bilden Wassermoleküle, als sogenannte Strukturmoleküle, ein Gerüst von Käfigen, in denen Gase als Gastmoleküle, wie hier Methan, eingeschlossen sind. Sie werden deshalb auch Einschluß- oder Käfigverbindungen oder Clathrate (lat.: clatratus = Käfig) genannt. Neben Methan sind es in der Natur vor allem Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid und seltener Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan bis Butan. Die Abbildung 1 zeigt ein Gerüst aus Wassermolekülen, in das Gasmoleküle eingeschlossen sind. Die Anordnung der Gerüststrukturen ist vielfältig und bildet die Grundlage der bekannten Kristallstrukturen der Clathrate. Bisher sind drei Kristallstrukturen in der Natur bekannt, von denen die beiden Strukturen I und II im kubischen und ein dritte Struktur (auch H genannt), wie Eis im hexagonalen Kristallsystem kristallisieren.

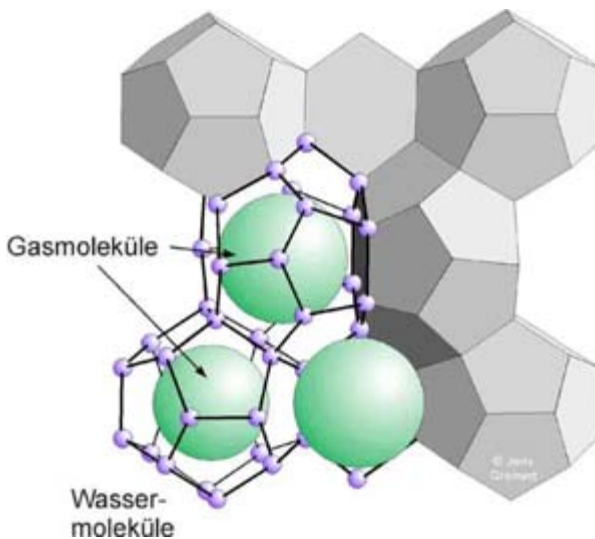


Abb. 1: Die Gashydratstruktur (hier Struktur I) besteht aus Wasserkäfigen die Gasmoleküle einschließen. Die Wassermoleküle bilden in charakteristischer Weise die Eckpunkte der Käfige in denen je ein Gasmolekül (Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff oder andere Gase) Platz findet. In der Natur treten mehrere Käfigtypen mit unterschiedlichen Volumina auf, so daß unterschiedlich große Gasmoleküle zur Stabilisierung der Gashydratstruktur beitragen



3 Stabilitätsverhalten und weltweite Verbreitung

Druck und Temperatur sind die entscheidenden Faktoren bei der Bildung von Gashydrat neben der Verfügbarkeit ausreichender Mengen von Gas und Wasser. Die Abbildung 2 zeigt das Stabilitätsfeld für Methanhydrat im marinen Milieu anhand eines typischen Temperaturverlaufes in der Wassersäule und im Meeresboden darunter sowie des entsprechenden Druckes, der durch die Tiefe gegeben ist. Hierbei entsprechen 10 m Wassertiefe 1 Bar hydrostatischem Druck; im Sediment kommt der lithostatische Druck durch die Auflast der abgelagerten Schichten hinzu, so daß die Tiefe nicht exakt dem Gesamtdruck zugeordnet werden kann. Mit Ausnahme der polaren Gebiete, wo Wassertemperaturen um den Gefrierpunkt vorkommen, werden Gashydrate im übrigen Ozean nur in Tiefen unterhalb ca. 450 m angetroffen (Schnittpunkt Temperaturverlauf und Phasengrenze). Durch die relativ starke Temperaturzunahme im Meeresboden entsteht ein erneuter Schnittpunkt zwischen Temperaturverlauf und Phasengrenze, so daß ein „Stabilitätsfenster“ (Hydrat-Stabilitäts-Zone) das Vorkommen von Gashydraten begrenzt. Außerhalb dieses Fensters existieren Gashydrate nicht, und nur freies Gas und Wasser liegen vor. Da die Temperatur im tiefen Ozean, z.B. zwischen ca. 1000 und 5000 m, stetig abnimmt, vergrößert sich das Stabilitätsfenster bis zum Meeresboden und wird nur durch die erhöhte Temperatur im Sediment nach unten begrenzt. Hierdurch können Gashydrate bis in über 1000 m Tiefe unterhalb des Meeresbodens vorkommen. In noch größeren Wassertiefen (> 5000m) liegt der Meeresboden normalerweise so weit von den Kontinentalhängen entfernt, daß nicht genügend Methan im Sediment entsteht und so die Bildung von Gashydraten ozeanwärts begrenzt ist.

Die Verfügbarkeit von Methan hängt von der Sedimentzusammensetzung und der Ablagerungsgeschwindigkeit ab. Für die Bildung von Methan ist ein hoher Gehalt an organischem Kohlenstoff entscheidend, meistens als Reste von Plankton, zusammen mit einer hohen Einbettungsgeschwindigkeit. Diese Faktoren steuern den mikrobiellen Umsatz des organischen Materials im Sediment, der normalerweise unter Verbrauch von Sauerstoff oder Sulfat stattfindet, aber bei bestimmten Gegebenheiten auf Fermentation bzw. Karbonatreduktion umschaltet, deren Endprodukt biogenes Methan ist (Faulgas). So ist es zu erklären, daß Gashydrate bevorzugt entlang der Kontinentalränder vorkommen (Abb. 3), wo starke Primärproduktion einmal für hohe Gehalte an organischem Material im Sediment sorgt und andererseits verstärkte Sedimentschüttung aus dem nahe gelegenen Kontinentalbereich eine erhöhte Einbettungsrate bewirkt. An mindestens 80 Lokationen entlang der Kontinentalränder ist die Existenz von Gashydraten durch geophysikalische Registrierung nachgewiesen. Auch wurden Gashydrate bisher an ca. 20 Lokationen direkt beprobt oder durch geochemische Analysen nachgewiesen. Beim Auffinden der Gashydrate erweist sich eine charakteristische Schallausbreitung der gashydratführenden Schichten, die Bodensimulierende Reflexion



(BSR), als besonders vorteilhaft. Er ist für die geophysikalische Kartierung der Vorkommen im Meeresboden heute unerlässlich.

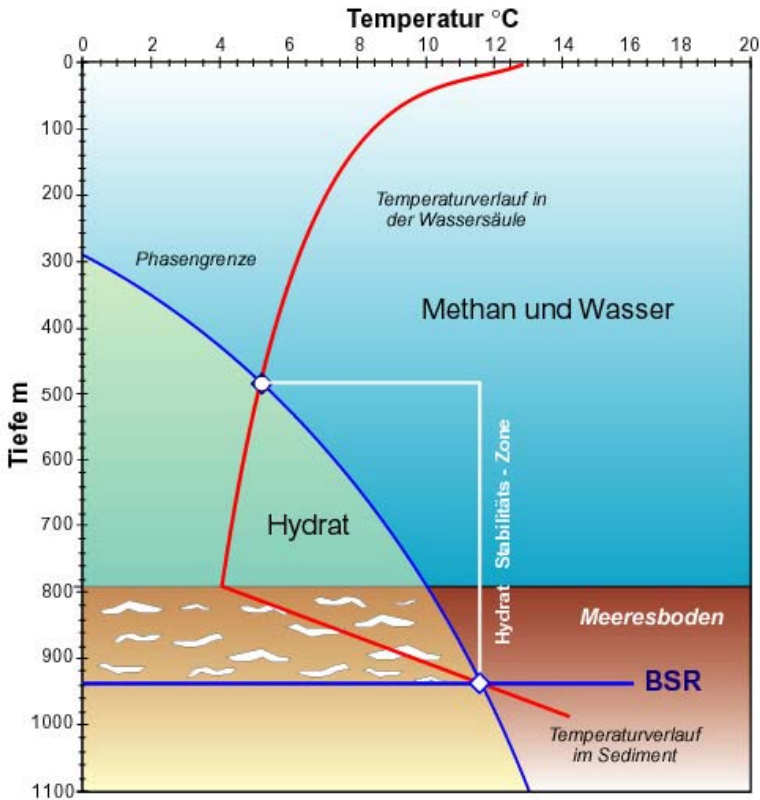


Abb. 2: Stabilitätsverhalten und Vorkommen von Methanhydrat im Ozean in Abhängigkeit von Druck und Temperatur. In dem Stabilitätsdiagramm ist der Druck bereits in eine Tiefenfunktion, Meter unterhalb der Meeresoberfläche, umgewandelt. Die blaue Kurve zeigt die Phasengrenze für reines Methanhydrat und trennt das Stabilitätsfeld des Hydrates von dem des Methangases. Für das Vorkommen von Gashydrat ist der Temperaturverlauf mit der Tiefe (rote Linie) von Bedeutung. Im dargestellten Beispiel aus dem Nordostpazifik beginnt die Hydrat-Stabilitäts-Zone in 480 m Wassertiefe und endet bei ca. 940 m Tiefe im Sediment; wobei der Meeresboden in 795 m Tiefe liegt und für die starke Änderung des Temperaturverlaufs verantwortlich ist

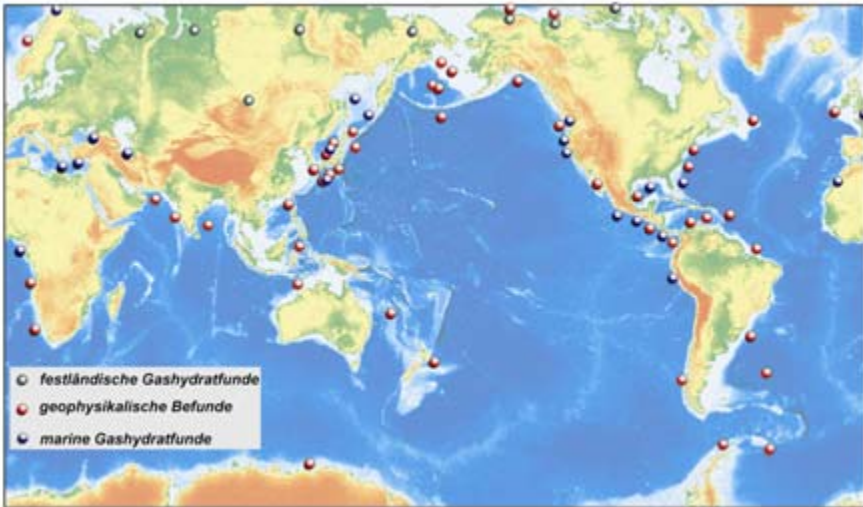


Abb. 3: Weltweite Verbreitung der Gashydratvorkommen im Bereich der Dauerfrostböden an Land (grüne Punkte) und entlang der Kontinentalränder im Ozean. Die überwiegende Zahl der Vorkommen im marinen Bereich wurden mit geophysikalischen Methoden nachgewiesen (rote Punkte), während Gashydratfunde am Meeresboden und direkte Beprobungen durch Bohrungen (blaue Punkte) seltener sind.

4 Boden-Simulierende-Reflexion (BSR)

Der BSR ist ein seismischer Reflektor mit negativem Reflexionskoeffizienten. Er entsteht an der Grenzfläche von hydrathaltigen Sedimenten zu solchen mit freiem Methangas durch unterschiedliche Laufzeiten der Schallwellen. An der Grenzfläche herrscht ein starker Dichteunterschied des Materials, der einen starken Impedanzkontrast zur Folge hat. Hierbei ist der Wechsel von hoher Schallgeschwindigkeit der hydrathaltigen Sedimente zu langsameren Geschwindigkeiten von seismischen Wellen innerhalb der gashaltigen Sedimente entscheidend und ruft den negativen Reflexionskoeffizienten hervor. Diese Beziehung ist in Abbildung 4 dargestellt. Die BSR-Strukturen verlaufen nahezu parallel zur Morphologie des Meeresbodens und schneiden die stratigraphischen Horizonte. Der Reflektor tritt in Tiefen bis zu 1000 Metern unterhalb des Meeresbodens auf und zeigt die Untergrenze der Hydrat-Stabilitäts-Zone an. Dementsprechend sind Gashydrate oberhalb des BSR zu erwarten, darunter existiert freies Gas. BSR-Horizonte mit verschiedener Ausprägung sind weltweit bekannt und wurden im Rahmen des *Ocean Drilling Program* an den Kontinentalhängen vor Peru, Chile, Costa Rica, Oregon/Washington und am Blake-Rücken vor North Carolina erbohrt.



Obwohl noch im Einzelfall bestimmte Detailsignaturen nicht ganz verstanden werden, scheint die Bedeutung des freien Gases unterhalb der Zone der Gashydrate entscheidend für die Stärke und Ausbildung der BSR-Signaturen.

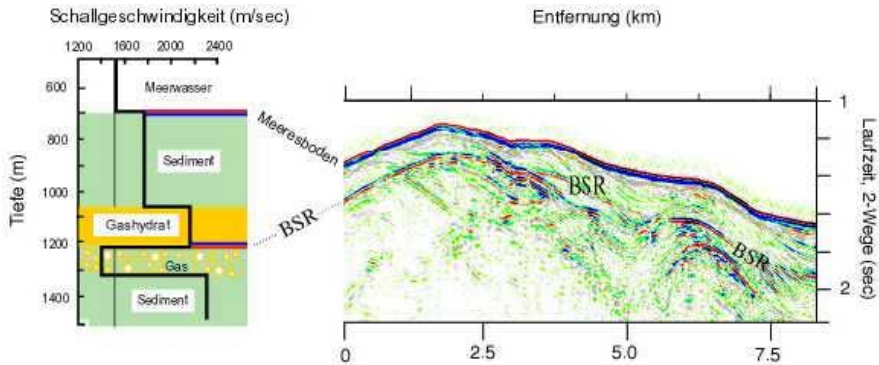


Abb. 4: Seismische Aufzeichnung gashydratführender Sedimentschichten (rechts). Der Bodensimulierende Reflektor (BSR) zeigt die Untergrenze der Hydratstabilität an, wobei seine unterschiedlich starke Ausbildung von der Menge an freiem Gas unterhalb des BSR abhängig ist. Das Modell der seismischen Geschwindigkeit (links) zeigt den starken Kontrast der Schallgeschwindigkeiten im Bereich des BSRs.

5 Vorratsabschätzung und industrielle Nutzung

Eine globale Erfassung der Gashydratvorkommen und eine Abschätzung der Hydratmengen beruht auf der Kartierung des BSR. Die Anwesenheit eines BSR zeigt nicht nur die Existenz von Gashydraten in den seismisch vermessenen Ablagerungen an, sondern seine Ausbildung gibt auch Aufschluß über die Menge an gespeichertem Gashydrat. Der Ansatz zur globalen Methanhydratabschätzung besteht in der Erfassung der Sedimentmenge innerhalb der Hydrat-Stabilitäts-Zone multipliziert mit dem mittleren Hydratgehalt. Die letztere Größe ist mit einer relativ großen Unsicherheit behaftet, ergibt aber bei konservativer Annahme eine Menge von 10.000 Gigatonnen an Methan-Kohlenstoff, wobei die Bandbreite der Schätzungen zwischen 5.000 und 12.000 Gigatonnen liegt. Im Vergleich zu anderen Speichergrößen organischer Kohlenstoffvorkommen der Erde ist diese Menge an Kohlenstoff (Abbildung 5) größer als z.B. die heute bekannten Kohle-, Erdöl- und Erdgaslagerstätten zusammen genommen um 5.000 Gigatonnen. In den Jahren zwischen 1880-1998 wurden ca. 250 Gigatonnen Kohlenstoff aus fossilen Energieträgern genutzt, und minimale und maximale Abschätzungen für das kommende Jahrhundert liegen noch einmal zwischen diesem und dem

10-fachen Wert. Der hohe Brennwert der Gashydrate ergibt sich auch aus der großen Dichte an Methan, die in einer Volumeneinheit Gashydrat komprimiert ist. Die Gashydrate stellen also ein enormes Energiepotenzial für die Zukunft dar. Voraussetzung für dessen Nutzung ist allerdings, daß unabhängig von der Treibhausproblematik des Kohlendioxids aus der Verbrennung, Fördermethoden entwickelt werden, die einen wirtschaftlichen und umweltschonenden Abbau sowohl im marinen als auch im Permafrostbereich garantieren. Hierzu gehört die Vermeidung von unkontrollierten Emissionen an Methan in die Atmosphäre. Ohne eine Lösung der Treibhausproblematik durch aktive CO₂-Sequestrierung sollte die Nutzung von Gashydraten im globalen Maßstab ein unrealistisches Vorhaben bleiben.

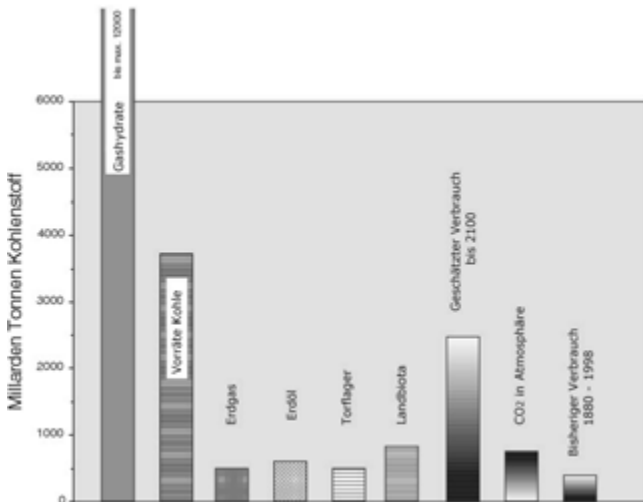


Abb. 5: Anteile von Kohlenstoff ausgewählter Speichergrößen der Erde in Milliarden Tonnen (Gigatonnen; 1 Gt = 10⁹ t). Schätzungen globaler Gashydratvorkommen bewegen sich zwischen 5.000 und 12.000 Gt Kohlenstoff. Der geschätzte minimale bzw. maximale Verbrauch an fossilem Kohlenstoff als Energieträger im kommenden Jahrhundert liegt zwischen 500 und 2.500 Gt; im Vergleich dazu liegt der bisherige Verbrauch bei ca. 250 Gt; der Gehalt an Kohlenstoff in der heutigen Atmosphäre als CO₂ beträgt 760 Gt.



Eingebettet in diese umweltpolitischen Überlegungen oder auch dessen ungeachtet verstärken Indien, China, USA und Japan Bemühungen, durch nationale Explorationsprogramme Methanhydrat kommerziell zu nutzen. Stellvertretend möge hier die Zielsetzung des R & D Programms von JNOC (Japan National Oil Corporation) dienen wie auch der Ansatz der Mutsui Engineering & Shipbuilding Corporation, Erdgas in Form der Gashydrate über große Entfernungen zu transportieren. JNOC veröffentlichte einen 3-Stufenplan (Tabelle 1) der vorsieht, zwischen 2002-2006 für Japan zugängliche Gashydratlagerstätten im marinen Bereich aufzufinden, zu vermessen und Vorratsberechnungen zu erstellen. Gleichzeitig sollen Produktionstests an Land (Mackenzie Delta, kanadische Arktis) vollendet und Fördertechnologien entwickelt werden. Zwischen 2007-2011 sollen dann offshore Produktionstests stattfinden. Parallel zu den Entwicklungen der Fördertechnologien sind in beiden Stufen grundlegende physikalisch-chemische und Untersuchungen des mechanischen Verhaltens von Gashydraten ebenso vorgesehen wie eine Bewertung von Umwelteinflüssen. Zwischen 2012-2016 sollen Fördertechnologien verbessert werden und die kommerzielle Produktion von Erdgas aus Methanhydrat beginnen.



"National Methane Hydrate Exploitation Program" (outline)

Objectives

- Explore offshore methane hydrate area and establish technologies for evaluating the amount of the resource
- Establish technologies for producing methane gas from methane hydrate and implement field production tests
- Attempt to establish environmental impact assessment and economic feasibility study techniques for methane hydrate development, and improve and organize technologies for commercial production of methane hydrate offshore Japan by the 2016 FY

Approaches

This R&D program will be carried out by the following step-by-step approach.

Phase I (from 2001 to 2006 FY)

- Select promising areas of methane hydrate offshore Japan by geophysical exploration and drilling, and determine a location for a production test
- Implement a methane hydrate production test on land in Canada and verify the production technologies
- Carry out fundamental methane hydrate studies (exploratory technologies, dissociation/formation technologies)

Phase II (from 2007 to 2011 FY)

- Implement an offshore production test in a methane hydrate area offshore Japan, and evaluate the results
- Carry out fundamental studies of methane hydrate (production technologies, environmental impact assessment)

Phase III (from 2012 to 2016 FY)

- Improve and organize technologies for commercial production, and conduct feasibility study.



Production test in Mackenzie Delta, Canada

Tab. 1: Stufenplan und Ziele eines Research & Development Programms der Japan National Oil Corporation zur kommerziellen Nutzung von natürlichen Gashydratvorkommen bis zum Jahre 2016

Ebenso interessant erscheint die Anwendung von Erkenntnissen der Grundlagenforschung über Gashydratbildung und Zersetzung zur Entwicklung eines neuartigen Transportsystems für Erdgas durch die Mutsui Engineering & Shipbuilding Corporation (Tabelle 2). In einer Gegenüberstellung der herkömmlichen LNG-Systeme (liquified natural gas) mit dem neuartigen NGH-System (natural gas hydrate) werden die Vorzüge für den Transport über große Entfernungen erörtert. Eine der Grundlagen dieser optimistischen Prognose liegt in der industriellen Herstellung von Gashydrat aus Erdgas und Wasser über einen „mixing and bubbling“ Prozess, der eine 10-fach schnellere Herstellung der für den Transport erforderlichen Gashydrat-Pellets erlaubt.

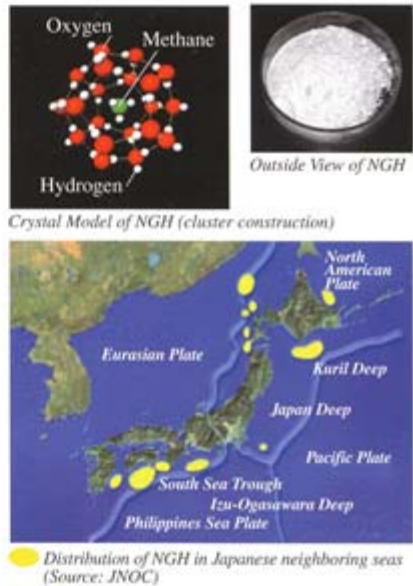


What is Natural Gas Hydrate (NGH)?

● NGH is crystalline substance of natural gas and water in a solid phase under a certain condition of pressure and temperature.

● Global NGH deposit is assumed being around 400 trillion (4×10^{14}) m^3 (which is equivalent to a total global deposit of natural gas) and its deposit in Japanese neighboring underwater seabed is assumed to be 7 trillion m^3 (which is equivalent to a total natural gas consumption of Japan for about 100 years). Ministry of Economy and Industry of Japan announced its intention to complete NGH development before 2016.

● NGH can be obtained not only in a form of natural deposit but be obtained industrially by mixing natural gas and water. Therefore, NGH is attracting attentions as a new means of transport and storage of natural gas in lieu of LNG (Liquefied Natural Gas).



Tab. 2: Entwicklung der Mutsui Engineering & Shipbuilding Corporation, Japan, zur industriellen Umwandlung von Erdgas in Methanhydrat-Pellets zum Transport über große Entfernungen.

6 Umweltfaktoren

Biogeochemische Oasen der Tiefsee

Oberflächennahe und so der wissenschaftlichen Bearbeitung zugängliche Gashydrate kommen selten vor, sind aber wichtig für das Verständnis ihrer Dynamik und deren Umwelteinflüsse. Aus dem Golf von Mexiko, dem Ochotskischen Meer und dem Schwarzen Meer sind bisher solche oberflächennahen Gashydrate bekannt. Ein besonders gut ausgebildetes Vorkommen liegt auf dem Hydratrücken vor der nordamerikanischen Westküste, das inzwischen zu einem internationalen Schwerpunktgebiet der Gashydratforschung geworden ist. Solche exponierte Vorkommen von Gashydrat am

Meeresboden liefern Energie, Nahrung und Substrat für eine hochspezialisierte Gemeinschaft von Organismen, die ein eigenes Tiefsee-Ökosystem darstellt (Abb. 6). Drei bio-geochemische Reaktionsabläufe sind charakteristisch zur Erhaltung und zum Wachstum dieser Oasen der Tiefsee: (1) Verbrauch von Methan durch Sulfatreduktion, (2) Schwefelwasserstoff-Chemosynthese und (3) Kalkfällung.

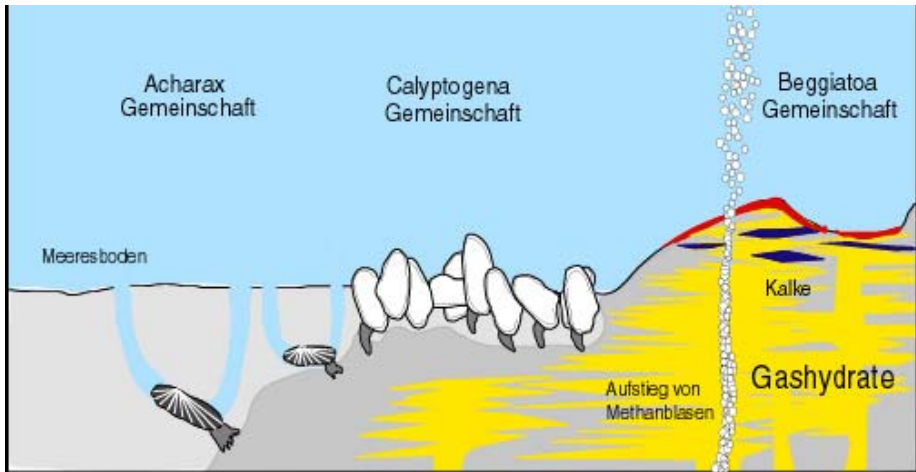


Abb. 6: Gashydrate am Meeresboden und die Verteilung ihrer typischen Faunengemeinschaften aus Muscheln und Bakterien. Gashydrate bilden ein fast unerschöpfliches Substrat für den mikrobiellen Umsatz von Methan im oberflächennahen Sediment. Hierbei entstehen große Mengen an Schwefelwasserstoff, die wiederum als Energielieferant für die hier dargestellten drei chemo-autotrophen Gemeinschaften dienen. Dabei kommt es auch zu einer Ausfällung von Kalke, die häufig zusammen mit Gashydratlagen vorkommen.

Der Schwefelwasserstoff wird durch ein Konsortium von Mikro-Organismen im Sediment gebildet, welche Methan aus Gashydraten umsetzen. Das Konsortium besteht aus Zellkugeln von etwa 2-3 Tausendstel Millimeter Durchmesser, welche einen lagigen Aufbau besitzen: Etwa 100 Methan-oxidierende Archaeobakterien bilden das Zentrum und werden von einer Lage von ca. 200 Sulfat-reduzierenden Bakterien umgeben. Sie bilden einen Bioreaktor und versorgen die Oasen mit enormen Mengen an Schwefelwasserstoff, da beide Reaktanten, Methan aus Gashydraten und Sulfat aus dem Meerwasser, in fast unerschöpflichen Mengen zur Verfügung stehen. Die Makrofauna (Muscheln) am Meeresboden und Bakterienmatten (Beggiatoa) nutzen durch Chemosynthese den Schwefelwasserstoff als Energiequelle. Die Muscheln beherbergen Bakterien als Symbionten in ihren Kiemen, welche den Schwefelwasserstoff abbauen, um



organisches Gewebe aufzubauen wie auch Energie für den Stoffwechsel zu gewinnen. Die Bakterien können unmittelbar an den Gashydratausbissen am Meeresboden existieren, wo die höchsten Gehalte an Schwefelwasserstoff anzutreffen sind.

Als sekundäres Reaktionsprodukt von Methanoxidation und Sulfatreduktion kommt es zur Ausfällung von Kalk. So werden Transportkanäle von methanhaltigen Flüssigkeiten mit Kalkabscheidungen ausgekleidet. Diese bilden Schloten von wenigen Zentimetern bis Metern im Durchmesser. Die Porenräume zwischen den Sedimentpartikeln werden durch Kalkausfällung zuzementiert, wobei meist Wühlspuren von Organismen nachgezeichnet oder Konkretionen gebildet werden. Im Bereich der unmittelbaren Gashydratlagen werden Krusten von reinem Aragonit gebildet, die als „Gashydratkalke“ häufig die internen Gefüge der Gashydrate nachbilden. Kalkabscheidungen sind nahe Gashydratvorkommen bzw. Methanemissionen ausgebildet, wo durch tektonische Störungen über Zeiträume von tausenden von Jahren methanhaltige Fluide aus tieferen Sedimenten herantransportiert werden, die entweder zur Hydratbildung führen oder durch Oxidation in Kalke überführt werden. Dadurch entstehen Kalkhügel, Chemoherde, die mehrere Zehner Meter den Meeresboden überragen und aus reinem Kalkstein bestehen.

Instabilitäten von Kontinentalhängen und Auslöser von Flutwellen

Gashydrate wirken im Porenraum von marinen Sedimenten zunächst als Zement und verfestigen dadurch den Meeresboden. Verstärkt wird diese Zementierung noch durch die oben erwähnte Kalkabscheidung. Bei frühzeitiger Bildung in noch unverfestigten Ablagerungen verhindern die Gashydrate durch die Zementierung eine Kompaktion der Sedimente. Werden dazu dann durch Druck- und Temperaturschwankungen die porenfüllenden Gashydrate zersetzt, so kommt es zu einer Abnahme der Festigkeit und submarine Rutschungen können die Folge sein. Wie aus seismischen und Meeresbodenkartierungen bekannt ist, treten an allen Kontinentalrändern Rutschungen unterschiedlicher Größenordnung auf. In den allermeisten Fällen kommen in diesen Partien der Kontinentalränder auch Gashydrate vor. Ein unmittelbarer Beleg fehlt bisher, daß Rutschungen durch Gashydratzersetzung ausgelöst wurden, trotzdem wird ein ursächlicher Zusammenhang angenommen. Im Umfeld der Abrisskanten von Rutschungen lassen sich fast immer Spuren von Gas- und Fluidtransport aus dem Untergrund erkennen. Der obere Kontinentalrand besitzt außerdem größere Hangneigungen von >3 Grad, so daß bei Stabilitätsverlusten ein verstärkter gravitativer Transport einsetzen kann. Die zunehmende Volumenausdehnung der aus dem Hydrat freiwerdenden Gasmenge bei abnehmender Wassertiefe spielt hierbei eine große Rolle. So ist in ca. 650 m Wassertiefe bei einer Zersetzung von Hydrat das Volumen an freiwerdendem Gas und Wasser fast dreimal so hoch wie das eigentliche Gashydratvolumen. Der enorme Porenüberdruck, der durch diese Volumenausdehnung entsteht, führt zu einer starken



Abnahme der Festigkeit und der vorhandene große Porenraum zu einer hohen Deformierbarkeit der Ablagerungen. Dies sind alle Faktoren, welche submarine Rutschungen begünstigen.

Gashydratfreisetzung kann durch Druckverminderung wie etwa durch eine langfristige Meeresspiegelabsenkung erfolgen. So lag der Meeresspiegel vor 18.000 Jahren global etwa 120 m tiefer als heute. Dies begünstigt eine Instabilität des oberen Hanges durch Gashydratfreisetzung aufgrund des geringeren Gesamtdruckes. In der Tat sind viele Rutschungsereignisse in dieser Zeit oder kurz danach erfolgt. Ein prominentes Beispiel dafür ist die Storegga Rutschung am Kontinentalhang vor Südnorwegen (Abb. 7). Von diesem Ereignis finden sich Ablagerungen von Flutwellen in norwegischen Fjorden. Die Storegga-Rutschmasse ist mit einem Gesamtvolumen von 5.608 km^3 eine der größten bisher bekannten Rutschung. Sie erfolgte in drei Phasen vor ca. 50.000 bis 30.000, vor 8.000 und 6.000 Jahren, wobei die größte Masse bereits während des ersten Ereignisses transportiert wurde. Der auslösende Faktor wird mit der Freisetzung von Gas aus Hydraten in Verbindung gebracht. Je nach Küstenmorphologie und Dichte der Bevölkerung in bedrohten Gebieten könnten derartige Flutwellen (= Tsunamis) heute erheblichen Schaden anrichten.

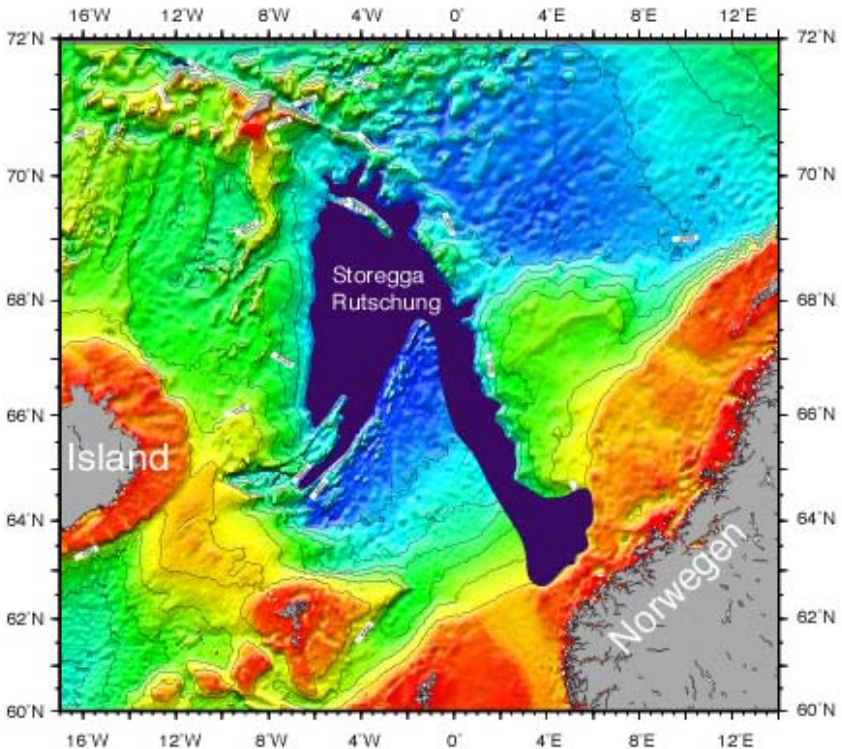


Bild 7: Storegga Rutschung als Beispiel für Hanginstabilitäten die durch Gashydratersetzung ausgelöst werden können. Die Abrissnische liegt am norwegischen Kontinentalhang in einer Wassertiefe nahe der Phasengrenze der Gashydrate. Die Rutschmasse verteilt sich das tiefe Norwegen Becken entlang der Bodenmorphologie. Die Storegga Rutschung ist mit über 5.000 km³ Gesamtvolumen eine der größten bekannten submarinen Rutschungen.

Klimawirksamkeit

In der Atmosphäre wirkt Methan, ähnlich wie Kohlendioxid -pro Molekül 30-mal stärker-, als Treibhausgas und ist so an der globalen Erwärmung der Atmosphäre beteiligt. Der CO₂-Gehalt der Atmosphäre ist mit 760 Gigatonnen Kohlenstoff zwar von beträchtlicher Größe, kann aber durch Freisetzung eines relativ kleinen Anteils an Methan aus den mit 10.000 Gt geschätzten Hydratvorkommen moduliert und verändert werden. So könnte eine erhöhte Methanfreisetzung aus Gashydraten die Glazialinterglazial-



Schwankungen beeinflusst haben. Bei einem solchen Ereignis bewirken Permafrosthydrate auf Grund ihrer Temperatursensibilität eine positive Rückkopplung und die ozeanischen Gashydrate vorwiegend durch Meeresspiegeländerungen eine negative Rückkopplung.

Auch differenzierte und kleinskalige Vorgänge bringen die Klimawirksamkeit der Gashydrate zur Geltung. So können Änderungen des Zirkulationsmusters der Ozeane zu einer regionalen Verschiebung von Temperaturen am Meeresboden führen und so die Hydratstabilität beeinflussen. Hierbei ist die Größe des Gashydratspeichers entscheidend, der von der Änderung betroffen ist, denn je größer die Menge an freigesetztem Methan desto stärker die Klimawirksamkeit. Oberflächennahe Hydratvorkommen sind solchen Änderungen am ehesten ausgesetzt und reagieren am empfindlichsten.

Bei der Destabilisierung von Gashydraten dient für das globale Verständnis die extreme Anreicherung des stabilen Isotops ^{12}C im Methan der Gashydrate als wichtiger Indikator. Aus der Paläoklimaforschung sind mehrere Episoden anomaler Erwärmung des Erdklimas bekannt, welche nur über kurzzeitige Freisetzung von Methan aus Gashydrat erklärbar und durch starke negative C-Isotopenanomalien charakterisiert sind. Das spät-Paläozäne Klimaoptimum ist das allgemein akzeptierte Lehrbuchbeispiel für eine solche Episode (Abb. 8). Über einen relativ kurzen Zeitraum von ca. 20.000 Jahren, zwischen 54,98 und 54,96 Million Jahren vor heute, wird eine C-Isotopenanomalie registriert, die, durch andere Hinweise belegt, mit beträchtlich erhöhten Temperaturen zusammenfällt. Diese Anomalie erfolgt weltweit und ist in den karbonatischen wie organischen Kohlenstoffspeichern nachweisbar. Man schätzt, daß etwa 10^{+15} g (= 1 Gigatonne) an Methan-C aus Gashydraten in die Atmosphäre entwichen und das isotopisch leichte Methan zu CO_2 oxidiert sein muß. Danach wurde es in die terrestrische und die marine Biosphäre wie auch in das anorganisch gelöste CO_2 im Ozean eingemischt. Aus diesem Pool beziehen die Foraminiferen das Karbonat für ihre Gehäuse. Bezeichnend ist das Abklingen dieses ^{12}C -Pulses über 200.000 Jahre, was im Einklang steht mit einer einmaligen Methan-Injektion.

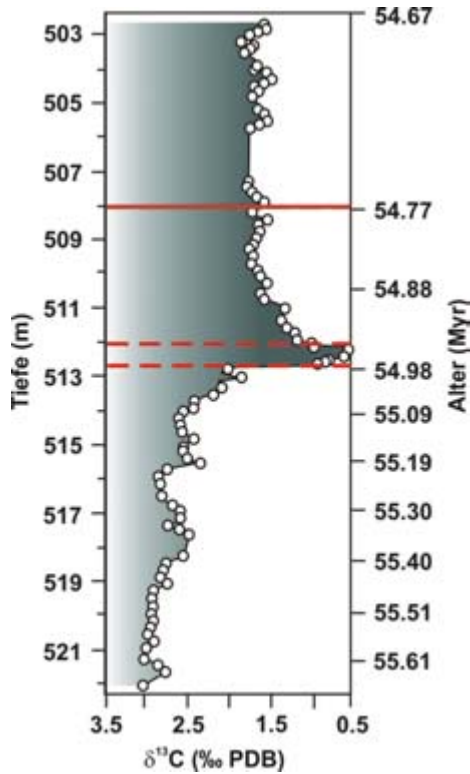


Abb. 8: Verlauf des Kohlenstoffisotopensignals aus Foraminiferenschalen über das spät-Paläozäne Klimaoptimum, ca. 55 Mill. Jahren vor heute. Die starke Zunahme des leichten ^{12}C wird auf die Zumischung von Kohlenstoff aus Methanhydrat in die globale Umwelt zurückgeführt. Berechnungen zufolge ist ein Puls von ca. 1 Gigatonne Kohlenstoff aus Gashydrat über 20.000 Jahre notwendig (gestrichelte rote Linien), um ein solch globales Signal zu verursachen. Ein Einschnitt der Faunenvergesellschaftungen im Ozean und an Land gehen mit diesem Puls in der Kohlenstoffisotopie einher, der langsam über einen Zeitraum von 200.000 Jahren wieder abklingt (durchgezogene rote Linie).



7 Forschung zu Gashydraten in Deutschland

Die Erforschung von Gashydraten konzentrierte sich bislang einerseits auf internationale Kooperationen, z.B. auf das *Ocean Drilling Program* (ODP), andererseits auf nationale Projekte, wie die Untersuchungen an aktiven Kontinentalrändern in Deutschland, vornehmlich im Zusammenhang mit den SONNE-Ausfahrten in den östlichen Teil der zirkumpazifischen Kollisionszonen von Alaska bis Chile sowie in den südostasiatischen Raum und im Indischen Ozean. Im Schwarzen Meer hat kürzlich das Forschungsschiff METEOR erfolgreich Gashydratvermessungen sowie Beprobungen durchgeführt. Im europäischen Rahmen werden Forschungsprojekte zu Fragen der mechanischen Hangstabilität bzw. der Entgasungsvorgänge durch Destabilisierung von Methanhydraten behandelt. Wesentliche Beiträge werden dabei vom Forschungszentrum für Marine Geowissenschaften (GEOMAR), Kiel, und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, geleistet. Gashydrate in den Eisschilde Grönlands und der Antarktis sind Gegenstand der Forschung am Alfred-Wegener-Institut (AWI), unter anderem in Zusammenarbeit mit der Universität Göttingen. Nach Gashydratfunden der Universität Bremen konzentrieren sich neuere Untersuchungen auf Gebiete am afrikanischen Kontinentalhang vor der Kongomündung. Im kontinentalen Bereich und in arktischen Schelfmeeren und Permafrost wurden Gashydrate in Nordwestsibirien im Rahmen eines Projekts am Forschungszentrum Jülich und der RWTH Aachen untersucht, bzw. durch das Alfred-Wegener-Institut, Bremerhaven/Potsdam (AWI) näher bearbeitet. Das GeoForschungszentrum Potsdam beteiligt sich an einer internationalen Gashydratbohrung im Permafrost des MacKenzie Deltas in den Northwest Territories von Kanada. Die Universitätsinstitute in Hamburg und Bremen können ebenfalls auf erfolgreiche Arbeiten zur seismischen Charakterisierung bzw. der Wärmestromdichteverteilung als Einflussgröße bei Gashydratvorkommen verweisen. Seit 2001 wird Gashydratforschung als ein Schlüsselthema im Rahmen der GEOTECHNOLOGIEN durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

8 Weiterführende Hinweise

Allgemeine Informationen zum Thema Gashydrate:

<http://www.gashydrate.de>

Weltweite Verbreitung von natürlichen Gashydratvorkommen:

<http://walrus.wr.usgs.gov/globalhydrate>.



9 Literatur

- /1/ Paull, Ch.; Dillon W.
Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection. AGU Geophysical Monograph Series, 124 Washington, 315 (2001)
- /2/ Suess, E; Bohrmann,G; Greinert, J.; Lausch, E.
Brennendes Eis - Methanhydrat am Meeresgrund. Spektrum der Wissenschaft 6, 62-73 (1999)
- /3/ Bohrmann, G.; Greinert, J., Suess, E.
Methanhydrate. Enzyklopädie Naturwissenschaften, Ecomend Verlag (2001)
- /4/ Suess, E.; Bohrmann, G.
Brennendes Eis: Vorkommen, Dynamik und Umwelteinflüsse von Gashydraten. In: expedition Erde - Beiträge zum Jahre der Geowissenschaften; Hrgb: G. Wefer (Universität Bremen); 249 S. (2002)
- /5/ Suess, E.
Gashydrat – Eine Verbindung aus Methan und Wasser. Nova Acta Leopoldina, NF 85, 323, 123-146. (2002)



Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke / Geplanter Einsatz beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion und aktuellem Strombedarf

Fritz Crotogino
Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH
Karl-Wiechert-Allee 3
D-30625 Hannover
Tel.: (0511) 94032 618, Fax: (0511) 94032 607
E-mail: Crotogino@hannover.oilfield.slb.com
www.kbbnet.de

1 Einleitung

Großtechnische Energie-Speicher in Form von Pumpspeicher-Kraftwerken dienen seit vielen Jahrzehnten erfolgreich der Aufnahme überschüssigen Nachtstroms und der Bereitstellung von Spitzenlast sowie kurzfristig verfügbarer Störungs-Reserve. Ein alternatives Verfahren stellen Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke – nachfolgend mit CAES¹-Kraftwerke bezeichnet – dar; seit über 20 bzw. 10 Jahren werden zwei Anlagen erfolgreich betrieben, die CAES-Kraftwerke in Huntorf und in McIntosh, USA.

Grundlegend geänderte Rahmenbedingungen haben neuerdings in den USA und auch in Europa das Interesse an der Installation weiterer, moderner CAES-Kraftwerke geweckt:

- Der rasante Zuwachs an installierter Windenergie-Leistung bei gleichzeitig stark fluktuierender Wetter- aber nicht bedarfsabhängiger Stromproduktion erfordert zukünftig neue technische Lösungen zur Vergleichmäßigung von Erzeugung und Bedarf.
- Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte und der Öffnung von Strombörsen nimmt der Anteil der frei gehandelten Strommengen kontinuierlich zu. Energiespeicher erlauben Strom in Zeiten geringer Nachfrage günstig einzukaufen, im Speicher zu „parken“ und später bei entsprechender Nachfrage zu verkaufen.

¹ CAES – Compressed Air Energy Storage



- Gleichzeitig können hiermit extreme Preis-Spitzen (Beispiel Kalifornien) vermieden werden.

Vergleichbar zu der Situation auf dem Gasmarkt ist ein klarer Trend hin zu physischem in Ergänzung zu virtuellem Speicher ersichtlich.

Vornehmliches Ziel dieses Vortrags ist, das Interesse der Fachöffentlichkeit an dem bewährten Konzept der Speicherung elektrischer Energie in Druckluftspeichern als Alternative zu Pumpspeicher-Kraftwerken zu wecken und zwar in Hinblick auf die Diskussion möglicher Anwendungen bei der Integration großer, ungleichmäßig anfallender Windenergie-Leistung in das Netz und bei Strom-Handel.

2 Grundsätzlicher Bedarf an zusätzlichen Energiespeichern

Der Ausbau der Windenergie-Erzeugung nimmt stark zu; derzeit (2002) sind in Deutschland bereits über 10.000 MW installiert; bis 2010 sollen off-shore Windparks mit insgesamt 2.000 bis 3.000 MW erstellt werden, langfristig mit 25.000 bis 30.000 MW. Bereits heute deckt die Windenergie in einigen Netzbereichen die Netzlast zu Schwachlastzeiten.

Die stark fluktuierende, stochastische Erzeugung der resultierenden enormen Windenergie-Leistung führt zu einem erheblichen zusätzlichen Bedarf an Regelenergie, um jederzeit den exakten Ausgleich zwischen Strom-Erzeugung und -Verbrauch gewährleisten zu können. Die nachfolgende Graphik /ROHRIG 2002/ zeigt beispielhaft die erzeugte Windleistung während des Monats Juli 2001 für das Gebiet der E.ON Netz; der Verlauf ist gekennzeichnet durch

- relativ wenige aber hohe Spitzen (> 2.000 MW)
- längere mehrtägige Flauten
- große Gradienten für Zu- und Abnahme der Windleistung pro Zeiteinheit.

Nur wenn die Integration der erwarteten großen ungleichmäßigen Windenergie-Produktion in das Netz in absehbarer Zeit technisch und wirtschaftlich zufriedenstellend erfolgen kann, sind die ehrgeizigen Pläne zum Ausbau der Windenergie-Produktion in die Realität umzusetzen. Energiespeicher stellen bei der Bewältigung der Lösung der Aufgabe eine wichtige Option dar.

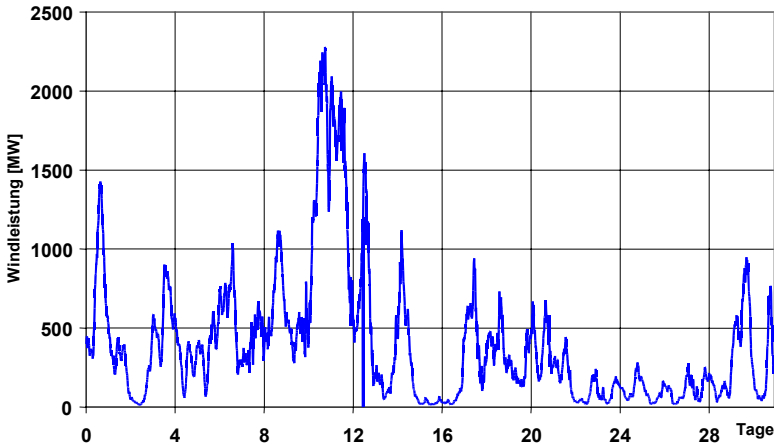


Abb. 1: Summenganglinie der Windleistung für das Gebiet der E.ON Netz im Juli 2001

Weiterer Bedarf an Speicherung elektrischer Energie ergibt sich aus einer völlig anderen Richtung: Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte wird elektrische Energie zunehmend an Strombörsen wie Nord Pool (Skandinavien), EEX Leipzig, APX Amsterdam gehandelt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Verteilung bzw. Bandbreite der Strompreise über 365 Tage (x-Achse) und die jeweilige Tageszeit (y-Achse).

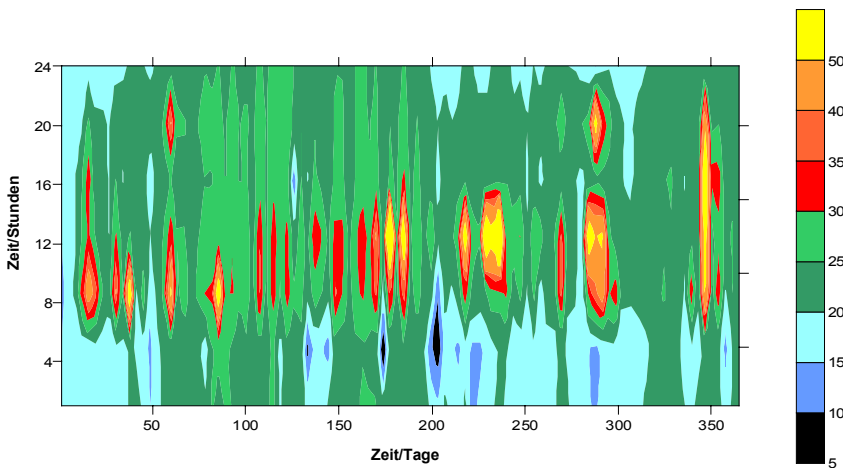


Abb. 2: Aktuelle Strompreise in Deutschland im Jahr 2001



Geeignete Speicher für elektrische Energie ermöglichen Stromhändlern, Überschuss-Mengen günstig einzukaufen, im Speicher zu parken und später gewinnbringend zu verkaufen. Vorrangiges Motiv für die derzeit in den USA geplanten CAES-Anlagen ist Stromhandel und erst in zweiter Linie Ausgleich erneuerbarer Energien.

3 Konzept einer CAES-Anlage

3.1 Idee

Das grundlegende Ziel der Speicherung elektrischer Energie – ob Pumpspeicher oder Druckluftspeicher – ist:

- *Speicherung* von in Schwachlastzeiten erzeugter Überschuss-Energie (Quelle: Grundlast-Kraftwerke, Windenergie)
- *Zeitversetzte Produktion* von Spitzenlast-Energie in Zeiten großer Nachfrage.

Die nachfolgende Abbildung (Stromproduktion in einem Netz mit integriertem Druckluft-Speicher über 24 h) zeigt beispielhaft, wie in Schwachlast-Zeiten überschüssige Energie einem Druckluft-Speicher zugeführt wird und in Hochlast-Zeiten wieder produziert wird.

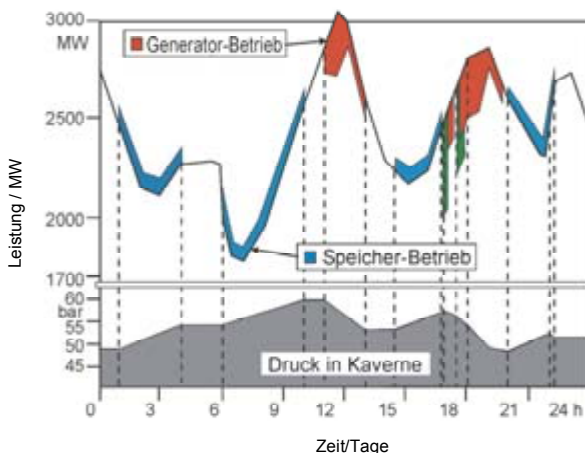


Abb. 3: Stromproduktion eines Versorgers über 24 h mit integriertem CAES-Kraftwerk



3.2 Adiabate Speicher

Das Pendant zu einem Pumpspeicher-Kraftwerk stellt der *adiabate* Luftspeicher dar:

- Im *Speicherbetrieb* wird elektrische Energie zur Kompression der Luft eingesetzt; die Rolle des Speicherbeckens übernimmt ein unterirdischer Druckluft-Speicher, z. B. eine Salz-Kaverne.
- Im *Generatorbetrieb* wird die Luft dem Speicher entnommen und einer Entspannungs-Turbine zugeführt, die über einen Generator Strom erzeugt.

Die Verwirklichung dieses theoretisch simplen Prinzips scheidet bisher an den hohen Temperaturen bei der adiabaten Kompression der Luft von Atmosphären- auf Speicherdruck: ($> 600\text{ °C}$ bei 50 bar bzw. $> 800\text{ °C}$ bei 100 bar), denen unterirdische Speicher nicht standhalten.

Die Lösung des Problems liegt in der Speicherung der Kompressions-Wärme zwischen den einzelnen Verdichterstufen und späterer Rückgewinnung zwischen den einzelnen Expanderstufen. Derzeit sind allerdings noch keine konkreten Lösungen verfügbar.

3.3 Druckluftspeicher-Gasturbinen-(CAES)-Kraftwerke

Als Ausweg aus dem Temperatur-Problem des adiabaten Druckluftspeichers bietet sich die Kombination von Druckluft-Speicher und Gasturbinen-Kraftwerk an. Im Gegensatz zu einem Pumpspeicher-Kraftwerk handelt es sich hierbei nicht um einen reinen Energiespeicher – vielmehr um ein Gasturbinen-Kraftwerk mit integriertem Druckluft-Energie-Speicher.

Das Grundprinzip ist die Aufteilung einer konventionellen Gasturbine in (1) Kompressor-Einheit für die Verdichtung der Verbrennungs-Luft und (2) Expansions-Turbine; hiermit ist es möglich, den Einsatz hochwertigen Erdgases auf das Erhitzen der bereits komprimierten Luft zu reduzieren. Die Kompression selbst, je nach Turbinen-Bauart bis zu 2/3 des Gesamt-Energie-Einsatzes, kann je nach Verfügbarkeit mit überschüssiger Windenergie oder Energie nicht ausgelasteter Mittel- oder Grundlast-Kraftwerke erfolgen, was u. a. zu einer erheblichen Verminderung des CO_2 -Ausstoßes führt.

Der integrierte Druckluftspeicher erlaubt, Kompression und Gasturbinen-Betrieb zeitlich zu entkoppeln.

Abb. 4 zeigt das Konzept einer CAES-Anlage in Verbund mit einem Windpark und die wesentlichen Komponenten: (1) ND- und HD-Kompressoren mit Kühlern, (2) Motor-Generator-Einheit, (3) Gasturbine und (4) unterirdischer Druckluftspeicher.

In Schwachlastzeiten nutzt der Motor überschüssige Energie zur Kompression von Druckluft in dem untertägigen Speicher.



In Zeiten hoher Nachfrage wird die bereits früher komprimierte Druckluft der Brennkammer zugeführt; das ebenfalls zugeführte Erdgas verbrennt und treibt die Gasturbine an und damit den Generator zur Erzeugung elektrischer Energie. Der Wirkungsgrad moderner CAES-Anlagen beträgt ca. 55 %. Ein besonderes Merkmal ist die hohe Flexibilität dieser Anlagen: Bereits nach ca. 14 min kann die volle Leistung zur Verfügung gestellt werden.

Als Druckluft-Speicher kommen Hohlräume im geologischen Untergrund infrage: Salzkavernen, Aquiferstrukturen und aufgelassene Bergwerke.

Bei SALZKAVERNEN handelt es sich um künstlich erstellte Hohlräume in Salzformationen. Salzkavernen wie Aquifer-Strukturen werden seit vielen Jahren in großem Maße für die Speicherung von Hochdruck-Erdgas eingesetzt.

Typische Dimensionen von Salzkavernen sind: (1) geometrisches Volumen 300.000 bis 700.000 m³, (2) Teufenbereich 600 bis 1.800 m, (3) Druckbereich je nach Teufe bis über 200 bar.

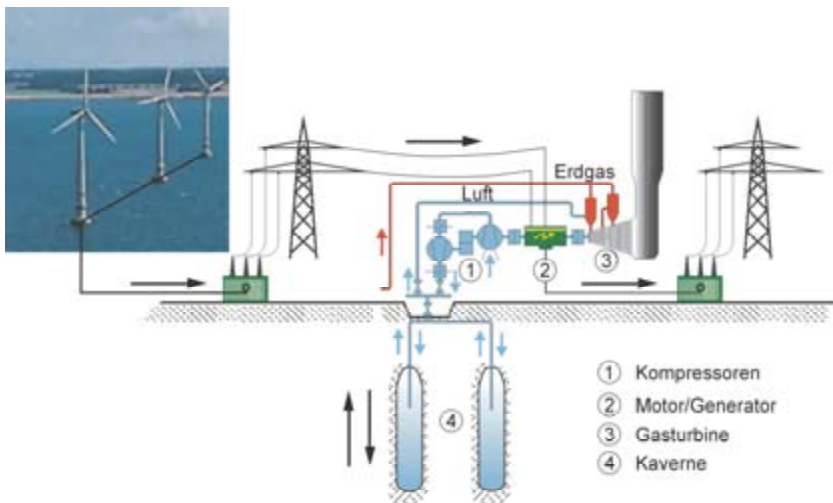


Abb. 4: Konzept einer CAES-Anlage in Verbund mit einem Windpark



AQUIFER-STRUKTUREN, stellen eine weitere Speicher-Variante dar, deren Einsatz für die Druckluftspeicherung in den 80er Jahren erfolgreich von EPRI² untersucht wurde. Hierbei handelt es sich um poröse, wasserführende Formationen, die gegen darüber liegende Horizonte durch undurchlässiges Deckgebirge abgedichtet sind.

AUFGEGLASSENE BERGWERKE stellen eine weitere Option für den Speicher-Hohlraum dar; der Nachweis der ausreichenden Dichtheit begrenzt allerdings wesentlich die Verfügbarkeit geeigneter Objekte.

3.4 Grundsätzliche Einsatzmöglichkeiten von CAES-Anlagen

Die grundsätzlichen Einsatzmöglichkeiten decken sich weitgehend mit denen eines Pumpspeicher-Kraftwerkes /BRANDAU 2002/:

- Überführung von Schwachlast-Energie in Spitzenlast-Energie (Energie-Veredlung)
- Verwertung von Überschussstrom aus dem Grundlastbereich
- Unmittelbare Deckung von Spitzenbedarf im Stromversorgungsnetz
- Optimierung des Betriebs von Wärmekraftwerken durch Einschränkung des Einsatzes für Leistungsregelung (Ausdehnung der Betriebszeit mit konstanter Leistung von Wärmekraftwerken)
- Bereitstellung von momentan einsetzbarer Reserveleistung (Erhöhung der Betriebssicherheit im Stromverbund)
- Sekundärregelung (Leistungs-Frequenz-Regelung)
- Phasenschieberbetrieb (Spannungsregulierung).

4 Existierende und konkret geplante Anlagen

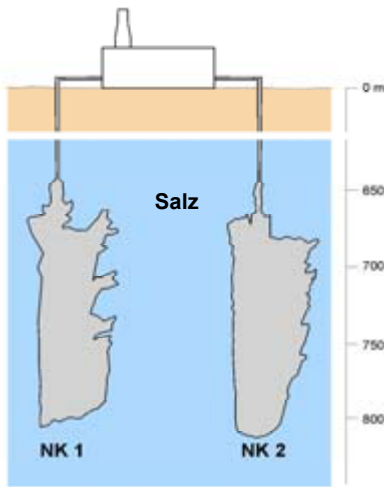
4.1 CAES-Anlagen in Huntorf und in McIntosh, USA

Die Prototyp-Anlage HUNTORF /QUAST 1987/ & /CROTOGINO, MOHMEYER, SCHARF 2001/ der damaligen NWK (heutiger Betreiber E.ON Kraftwerke) wurde Ende der 70er Jahre erstellt; sie ist ausgelegt für einen Turbinen-Betrieb von 290 MW über 2 Stunden und Kompressor-Betrieb über 8 h. Die Druckluft wird in 2 Salzkavernen mit je ca. 150.000 m³ in einer Teufe von ca. 700 m bei Drücken zwischen 50 und 70 bar gespeichert.

² EPRI – Electric Power Research Institute, Palo Alto, USA



Abb. 5: CAES-Kraftwerk Huntorf der E.ON



**Abb. 6:
Druckluftspeicherkavernen des
CAES-Kraftwerkes Huntorf**

Abb. 5 zeigt ein Luftbild der Anlage (die später hinzugefügte Erdgas-Kaverne ist nicht eingezeichnet), Abb. 6 einen Schnitt durch den geologischen Untergrund mit den beiden Speicherkavernen.

Zum Zeitpunkt der Planung der Anlage standen die Investitionskosten im Vordergrund, die Gaspreise waren niedrig; deshalb wurde damals auf eine Luftvorwärmung über die Abgase verzichtet, die den Wirkungsgrad von 42 % auf 54 % nennenswert verbessert hätte.

Anfang der 90er Jahre wurde eine zweite CAES-Anlage in McIntosh, Alabama, USA, in Betrieb genommen. Diese Anlage leistet 110 MW über 26 h; zur Speicherung der Luft dient eine Einzelkaverne mit 538.000 m³ Volumen. In dieser Anlage wurde bereits ein Recuperator installiert.



4.2 Geplante CAES-Anlage in Norton, Ohio

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Strommarktes in den USA und den sich hieraus ergebenden Möglichkeiten des Strom-Handels ist das Interesse an Energie-Speichern wieder erwacht.

Derzeit befinden sich mehr als 10 Anlagen in der Planung; das bekannteste Projekt ist in Norton, Ohio, geplant; als Speicher ist hier ein ehemaliges Kalkstein-Bergwerk mit einem Hohlraum-Volumen von 10 Mio m³ vorgesehen; in der Endausbau-Stufe soll die Anlage 2.700 MW leisten; die Speicherkapazität beträgt ca. 2.700 MW mal 8 Tage /VAN DER LINDEN 2002/.

Die geplanten Anlagen unterscheiden sich insofern wesentlich von den bestehenden, als Kompressoren- und Gasturbine nicht mehr mechanisch über eine Welle gekoppelt sind; vielmehr werden heute sogenannte Insel-Lösungen bevorzugt, bei denen Motor-Kompressor-Einheiten und Gasturbinen-Generator-Einheiten vollkommen separat arbeiten und nur elektrisch verbunden sind.

4.3 Vergleich Pumpspeicher- zu CAES-Kraftwerken

Beim derzeitigen Stand der Technik und auch in absehbarer Zeit kommen vorrangig zwei Verfahren für die Speicherung großer Energie-Mengen infrage: Pumpspeicher-Kraftwerke und Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke. Die Leistungs-Bereiche moderner Anlagen unterscheiden sich nicht wesentlich: Das jüngste Pumpspeicher-Kraftwerk Goldisthal ist für eine Leistung von 1.060 MW bzw. Speicher-Kapazität von 8.480 MWh ausgelegt. Das Gros der geplanten CAES-Kraftwerke bewegt sich in einem Bereich von 150 bis 1.000 MW bzw. 2.000 bis 20.000 MWh. D. h., die Leistungsbereiche sind weitgehend deckungsgleich.

Pumpspeicher-Kraftwerke benötigen im Gegensatz zu CAES-Anlagen keinen zusätzlichen fossilen Brennstoff, ihr Wirkungsgrad ist günstiger. Nachteilig ist der erhebliche Eingriff in die Landschaft für die Erstellung der Becken, der die Akzeptanz für weitere Anlagen in Mitteleuropa infrage stellt.

Druckluft-Speicher können dagegen im geologischen Untergrund errichtet werden. Der sichtbare Teil der Anlage reduziert sich auf das eigentliche Kraftwerk. Zahlreiche Salzvorkommen im Nordsee- und einige im Ostsee-Küstenbereich erlauben die Erstellung von Salzkavernen-Speichern in Nähe zu geplanten off-shore Windparks, die bei dem geplanten Ausbau auf 20 bis 30 GW installierte Leistung den wesentlichen Part übernehmen werden.



CAES-Anlagen zeichnen sich weiter durch die Möglichkeit der modularen Erweiterbarkeit aus: Je nach Bedarf können später unabhängig zusätzliche Kompressor-, Gasturbinen- und Speicher-Einheiten nachgerüstet werden.

5 Grundsätzliche Einsatzmöglichkeiten von CAES-Anlagen in Zusammenhang mit dem erwarteten Ausbau der Windenergie-Produktion

In der Regelzone der E.ON Netz wird bereits bis 2005 eine Einspeiseleistung aus Windenergie-Anlagen von 5.000 MW mit überwiegend küstennahem Anteil erwartet /LUTHER, SANTJER 2001/. Für den zukünftigen Ausbau der Windenergie-Produktion an off-shore Standorten werden mittelfristig installierte Leistungen von 2.000 bis 3.000 und langfristig 25.000 MW genannt.

Nur wenn die Integration der erwarteten großen fluktuierenden, stochastischen Windenergie-Produktion in das Netz in absehbarer Zeit technisch-wirtschaftlich gelöst werden kann, sind die ehrgeizigen Pläne in die Realität umzusetzen.

Energiespeicher stellen bei der Bewältigung dieser Aufgabe eine wichtige Option dar; grundsätzlich bestehen folgende Einsatzmöglichkeiten auf dem Weg von der Strom-Erzeugung zum -Verbrauch:

- (1) *Erzeuger-nah* in Hinblick auf ausgeglichene, planbare Strom-Abgabe an das Netz;
- (2) *Netz-intern* in Hinblick auf Auslastungs-Optimierung und auf Auslegung zukünftiger Netz-Erweiterung;
- (3) *Netz-intern* zur Bereitstellung von Regel-Energie (mittel- und kurzfristig);
- (4) *Stromverteiler-nah*, um den aktuellen Bedarf in Regionen großen Verbrauchs unabhängig von begrenzten Zuleitungskapazitäten decken zu können;
- (5) *Großverbraucher-nah* (z. B. Bundesbahn).

5.1 Integration in einen Pool von off-shore Windparks

Off-shore Anlagen liefern im Jahresdurchschnitt gut 40 % der installierten Leistung. Ein einem oder mehreren Windparks nachgeschalteter Speicher ermöglicht die Vergleichmäßigung der Ausgangsleistung in Hinblick auf planbare Strom-Erzeugung; die Windparks wären damit ähnlich konventionellen Kraftwerken einsetzbar.

Die Maximal-Lösung wäre ein Speicher-Kraftwerk ausgelegt für den längerfristigen, vollständigen Ausgleich, d. h. Möglichkeit der vollständigen Aufnahme der maximalen Windenergie-Leistung zu Zeiten maximalen Windaufkommens und garantierter Strom-Abgabe auch bei mehrtägigen Flaute.



Eine wahrscheinlich realitäts-nähere Variante wäre ein CAES-Kraftwerk, dass Erzeugungs-Spitzen zumindest anteilig absorbiert und andererseits für einen Zeitraum von Stunden bis Tagen eine bestimmte Leistung garantieren kann. Abweichend von bisherigen Auslegungen würde bei einem solchen Speicher-Kraftwerk das Schwergewicht der Investition von der Erzeugerseite (Gasturbinen) auf die Einspeicherseite (Kompressoren) verlagert, um die großen Leistungs-Spitzen verarbeiten zu können.

Ein solches Kraftwerk könnte Teil eines zentralen Kraftwerksleitsystems für einen Pool von Windparks sein, dessen Aufgabe die Koordination und Kontrolle der diversen Windenergie-Anlagen ist.

Vorteile dieser skizzierten CAES-Anwendungen:

- Bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazität und Auslegung zusätzlich erforderlicher Leitungen für erheblich geringere Leistung, indem die Speicher das Netz von kurzfristig auftretenden Leistungs-Maxima entlasten.
- Sicherstellung der Windenergie-Produktion in Zeiten maximalen Windangebotes und gleichzeitig geringer Nachfrage im Netz.
- Verminderung des CO₂-Ausstoßes, da durch Kappen der Windenergie-Leistungsspitzen kein Vorhalten thermischer Kraftwerke in einer Größenordnung von 90 % der installierten Windenergie-Leistung nötig sein wird.

5.2 Bereitstellung von Regelenergie

Ein Vergleich einer typischen Tagesbelastungskurve der E.ON in /BRANDAU 2002/ (Gesamtlast: 11.000 bis 14.000 MW) und der darin enthaltenen einzelnen Kraftwerks-Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast (durchschnittliche Leistung ca. 300 MW) mit den bereits heute schon auftretenden Schwankungen der Windeinspeisung von zeitweise über 3.000 MW macht die zunehmende Problematik der Bereitstellung der Regelenergie offensichtlich. Nach Kässer /KÄSSER 2002/ betragen die Ausgaben für Regelenergie in Deutschland 150 Mio € in 2000 bzw. 300 Mio € in 2002.

Weiterhin sieht sich das „Engpass-Management“ /LUTHER, SANTJER 2001/ mit neuen Anforderungen konfrontiert, wenn z. B. im nördlichen E.ON-Netz in Starkwind-Phasen Leistungs-Gradienten von bis zu 500 MW innerhalb 15 min verkraftet werden müssen.

Mangels ausreichender Speicherkraftwerks-Kapazität übernehmen inzwischen vermehrt Mittellast- und teilweise auch Grundlastkraftwerke Regel-Aufgaben, für die sie nicht ausgelegt sind. Die Folge sind Betrieb bei verringertem Wirkungsgrad und höherer Wartungsaufwand durch häufiges An- und Abfahren.



CAES-Kraftwerke sind prädestiniert, die Mittel- und Grundlastkraftwerke wieder vermehrt ihren eigentlichen Aufgaben zuzuführen.

Weiterhin vermindern Speicher-Kraftwerke die Notwendigkeit, Prozessdampf mit damit verbundenem CO₂-Ausstoß für die Erzeugung von Spitzenleistung vorzuhalten. In Dänemark werden angeblich etwa 1.000 MW über Kohlekraftwerke vorgehalten, um Leistungs-Einbrüche durch Windflauten zu kompensieren.

5.3 Bereitstellung von Regelenergie bei kurzfristigen Abweichung von day-ahead-Planung und tatsächlichem Bedarf

Bei der Planung des sogenannten Lastfahrplans des Netzbetreibers führt der zunehmende Anteil an Windenergie zu einem erheblichen Unsicherheitsfaktor. Die deshalb bei ISET³ entwickelten Verfahren erlauben inzwischen eine Prognose der zu erwartenden Windeinspeisung in das Netz mit einem Fehler bezogen auf die installierte Nennleistung von 10 % für den Folgetag und 6 % für die Kurzzeitprognose von 3 bis 6 Stunden /ROHRIG 2002/.

Die hohe Flexibilität von CAES-Kraftwerken erlaubt, diese Abweichungen auszugleichen:

- kurzfristiger zusätzlicher Bedarf kann aus dem Speicher bedient werden, anstatt teure Leistung auf dem Spot-Markt zuzukaufen,
- Überkapazität kann vom Speicher übernommen zu werden, anstatt thermische Kraftwerke herunter zu regeln.

³ Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel



6 Literatur

- /BRANDAU, 2002/: „Energieumwandlung in Pumpspeicherkraftwerken“, Bergbau 2/2002, S. 67 ff
- /CROTOGINO, MOHMEYER, SCHARF 2001/: „Huntorf CAES / More than 20 years of successful operation“; SMRI Spring Meeting, Orlando, Fl, USA, 2001
- /LUTHER, SANTJER 2001/: „Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen“ DEWI Magazin Nr. 19, 08/2001
- /KÄSSER 2002/: RWE Net AG im Energie-Informationsdienst 27/02
- /QUAST 1987/: „Druckluftspeicher“, VDI-Berichte Nr.652, 1987
- /ROHRIG 2002/: „Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des Deutschen Verbundnetzes“, 13. Int. Sonnenforum, 2002
- /VAN DER LINDEN 2002/: „CAES for Today's Market“, Alstom-Veröffentlichung



Moderne Pumpspeicherwerke im Gigawattbereich – Darstellung am Beispiel des PSW Goldisthal

Wolfgang Bogenrieder
Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG
Chaussee Straße 23, 10115 Berlin
Tel.: (030) 5150-3802
E-mail: wobogenrieder@veag.de

Zusammenfassung

Im Beitrag werden die Auslegung, Planung und Ausführung des Pumpspeicherwerkes Goldisthal mit dem in Europa erstmaligen Einsatz von zwei drehzahlvariablen Maschinensätzen beschrieben.

Mit den drehzahlgeregelten Maschinen ist eine Regelung auch im Pumpbetrieb (Schwachlastzeit) mit einer Regelbandbreite von mindestens 80 MW pro Maschine möglich.

Desweiteren wird im Turbinen-Teillastbetrieb (Regelbetrieb) eine Wirkungsgradsteigerung im Mittel über den gesamten Lastbereich von ca. 5%-Punkten gegenüber Maschinen mit konstanter Drehzahl erreicht.

1 Vattenfall Europe

Vattenfall Europe hat seinen Sitz in Berlin und ist der neue nordostdeutsche Stromversorger, der aus den Unternehmen Bewag, HEW, LAUBAG und VEAG entstanden ist. Die deutschen und europäischen Kartellbehörden hatten EON und RWE im Fusionsverfahren den Verkauf ihrer ostdeutschen Beteiligungen zur Bedingung gemacht, um mit einer sog. „neuen Kraft“ einen weiteren starken Wettbewerbssteilnehmer am Strommarkt zu schaffen. Vattenfall Europe Generation AG & Co KG umfaßt als Tochter der Vattenfall Europe AG den gesamten Kraftwerkspark der ehem. VEAG.

2 Einleitung

Die großtechnisch ausgereifteste Technik der Energiespeicherung stellt nach wie vor die Pumpspeicherung dar. Bewährt hat sich diese Technik in der Energieversorgung seit mehr als 70 Jahren. In Deutschland spannt sich der Bogen von den ersten Wer-



ken, dem Koepchenwerk (südlich von Dortmund) und dem PSW Niederwartha (bei Dresden), die Ende der zwanziger Jahre errichtet wurden, bis zu dem zur Zeit im Bau befindlichen Pumpspeicherwerk Goldisthal, dessen erster Pumpspeichersatz im November diesen Jahres ans Netz geht.

Die Pumpspeichertechnik hat sich stetig weiter entwickelt [1,3]. Anstelle des früher üblichen 3-Maschinensatzes mit Pumpe, Turbine und Synchronmaschine wird heute in den meisten Fällen der 2-Maschinensatz mit Pumpturbine und Synchronmaschine eingesetzt. Ein weiterer Schritt wird nun im PSW Goldisthal vollzogen. Anstelle der drehzahlstarreren Synchronmaschinen werden bei zwei Maschinensätzen drehzahlvariable Asynchronmaschinen eingesetzt, mit denen eine flexiblere Leistungsanpassung auch im Pumpbetrieb an die Anforderungen im Verbundnetz erreicht wird.

Mit der Entwicklung der Pumpspeichertechnik hat sich auch der Pumpspeicherwirkungsgrad von anfangs unter 60 % auf heutige Werte von 80 % und mehr erheblich verbessert.

Die Anlagenkosten, das zweite wichtige Kriterium zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Speichers, ist bei den Pumpspeicherwerken bekanntlich sehr stark abhängig von den topographischen, geologischen und wasserwirtschaftlichen Bedingungen am Standort. In Deutschland sind für den Bau von Pumpspeicherwerken durchaus noch geeignete Standorte vorhanden. Aber selbst bei Nachweis der Zweckmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit dürfte die Realisierung an den erforderlichen Genehmigungen scheitern oder sich zumindest äußerst schwierig gestalten. Nach unserer Einschätzung wird zukünftig eher die Rekonstruktion vorhandener Pumpspeicherwerke im Vordergrund stehen. Daher könnte das PSW Goldisthal durchaus einer der letzten Neubauten in Deutschland sein.

3 Erzeugerstruktur der VEAG

VEAG war und jetzt ist Vattenfall einziges Verbundunternehmen in den neuen Bundesländern. Das Unternehmen übernahm fast alle großen Braunkohle- und Wasserkraftwerke der öffentlichen Versorgung sowie das gesamte Höchstspannungsnetz mit den 380-kV- und 220-kV-Leitungen (Bild 1). Das Unternehmen beliefert die regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Strom, den diese dann an die Endverbraucher weiterleiten. Das Versorgungsgebiet war und ist rund 108.000 km². In der neuen Struktur Vattenfall werden nun auch Endkunden mit Strom versorgt.

Die installierte Kraftwerksleistung vor Gründung der VEAG betrug im Jahre 1989 15.400 MW, die sich aus 12.700 MW Braunkohlekraftwerks-, 1.700 MW Wasserkraftwerks- (fast ausschließlich Pumpspeicherleistung) und ca. 1.000 MW Gasturbinenleistung zusammensetzte. Der Kraftwerkspark und auch das Übertragungsnetz waren



stark sanierungsbedürftig. Rauchgasentschwefelungsanlagen u. ä. gab es in den Kraftwerken nicht. Zur Schaffung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung mußte die Sanierung und Erneuerung des Kraftwerksparks sowie die Ertüchtigung des Übertragungsnetzes in Angriff genommen werden.

Im Unternehmenskonzept wurden für den Kraftwerksbereich vorgesehen:

1. Nachrüstung mit moderner Umwelttechnik und Ertüchtigung von insgesamt 4.000 MW bestehender Braunkohlekraftwerksleistung in den Kraftwerken Jänschwalde und Boxberg.
2. Schrittweise Stilllegung von über 8.700 MW (brutto) Braunkohlekraftwerksleistung an neun Standorten in der Lausitz und in Mitteldeutschland.
3. Neubau von rund 4.500 MW Grundlastleistung auf Braunkohlenbasis an den Standorten Schwarze Pumpe, Boxberg und Lippendorf.
4. Neubau von 500-MW-Mittellastleistung im Importsteinkohlekraftwerk Rostock (Dauerbetrieb 1994).
5. Weiterbau von 1000-MW-Pumpspeicherleistung in Goldisthal/Thüringen.

Aus dem Konzept ist deutlich ersichtlich, daß die VEAG die Sicherstellung der Stromversorgung auf Verbundebene im wesentlichen auf der Basis der Braunkohle vorgesehen hatte. VEAG war aus regional- und sozialpolitischen Gründen aufgrund des sogenannten Stromvertrages vom August 1990 dazu gewissermaßen verpflichtet.

Damit stehen im wesentlichen Braunkohleblöcke der Leistungsklasse 900 MW bzw. 500 MW zur Deckung des Grundlastbedarfes zur Verfügung. Den Pumpspeicherwerken kommt eine große Bedeutung für die Deckung des Spitzenlast- und anteilig auch des Mittellastbereiches zu, da die Mittellasterzeugung nur schwach ausgebildet ist und eine Optimierung der Wirkungsgrade der Grundlastkraftwerke angestrebt wird.

Seit dem letzten Jahr wird der Einsatz von PSW aus ganz anderen Gründen interessant. Durch den großen Leistungszubau bei Windkraftanlagen wird die Ausreglung der windbedingten Einspeiseschwankungen wichtig. Zwei Beispiele:



Abb. 1 Versorgungsgebiet

- An einem Februartag 2002 brachen beim Durchgang einer Sturmfront kurzfristig 2500 MW weg, die durch Reserveleistung ersetzt werden mußten [2].
- An einem Märzwochenende 2002 hat ein Regionalversorger wegen Windkraft sogar Leistung in unser Verbundnetz eingespeist (und nicht bezogen!).

4 Aufgaben und Bedeutung der Wasser- und Pumpspeicherwerke im VEAG-Netz

Die jetzigen 9 Wasserkraft- und Pumpspeicherwerke der VEAG mit einer Gesamtleistung von 1721 MW verteilen sich auf verschiedene Regionen der neuen Bundesländer (Bild1). Die Laufwasserkraftwerke haben aufgrund ihrer geringen Leistung (ca. 8 MW) keine besondere Bedeutung. Die 6 Pumpspeicherwerke dagegen erfüllen vielfältige Aufgaben im Verbundnetz. Die Leistungen der Maschineneinheiten liegen zwischen 20 und 175 MW. Die Pumpspeicherwirkungsgrade sind abhängig vom Standort und Alter der Anlagen sehr unterschiedlich und bewegen sich zwischen 60 und 75 %. Die Hauptaufgabe der PSW besteht in der Reduzierung der Lastdifferenz zwischen Tagesspitze und Nachtminimum, indem für den Pumpbetrieb zu lastschwachen Zeiten kostengün-



stiger Strom aus den Grundlastkraftwerken bezogen und zu Spitzenzeiten durch den Turbinenbetrieb hochwertiger Spitzenstrom ins Netz eingespeist wird (Bild 2).

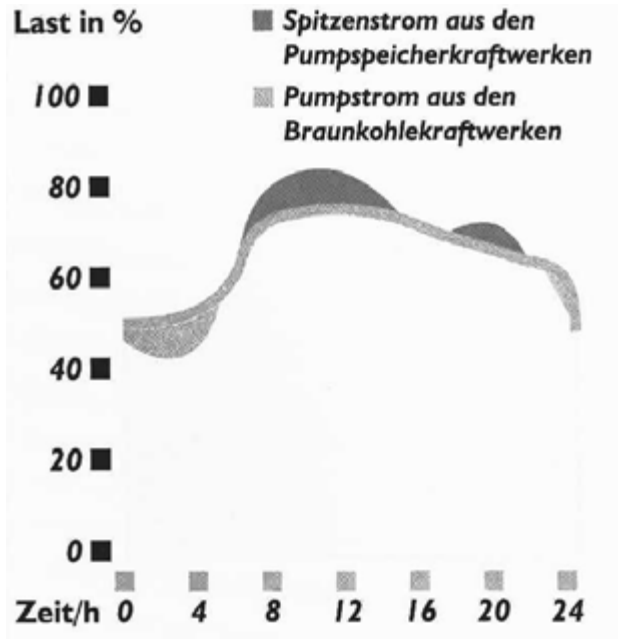


Abb. 2 Typischer Lastgang

Über dieses Grundanliegen hinaus werden die Pumpspeicherwerke der VEAG für folgende weitere Aufgaben eingesetzt:

- Reservehaltung für Erzeuger- und Verbraucherausfälle
- Phasenschieberbetrieb (Blindleistungserzeugung) zur Reduzierung der Verluste bei der Stromübertragung
- Wiederaufbau der Stromversorgung nach etwaigen Netzzusammenbrüchen.

Seit einigen Jahren werden die Maschinensätze des derzeit größten Pumpspeicherwerkes Markersbach mit gutem Erfolg in die Sekundärregelung des Verbundnetzes einbezogen.

Allerdings ist eine Leistungsregelung nur im Turbinenbetrieb, d.h. nur an wenigen Stunden des Tages, möglich.



5 Netzseitige Forderungen an die Auslegung des PSW Goldisthal, Gründe für den Einsatz drehzahlvariabler Maschinen

Ausgehend von der erläuterten Erzeugerstruktur wird verständlich, daß im Konzept zur Deckung des Spitzenlast- und anteilig auch des Mittellastbedarfes sowie insbesondere zur gleichmäßigen Auslastung der großen Braunkohleblöcke der Weiterbau des PSW Goldisthal vorgesehen wurde. Die günstigen Standortbedingungen des PSW Goldisthal lassen für den Bau des PSW auch relativ günstige spezifische Investitionskosten erwarten.

Die Auslegung des Werkes mit einer hohen Oberbeckenkapazität (für 8 h Vollast!), mit einer großen Maschinenleistung von 4 x 265 MW und der hohe angestrebte Pumpspeicherungswirkungsgrad von 80 % kommen den netzseitigen Forderungen sehr entgegen. Entscheidenden Einfluß auf die Auslegung der Maschinensätze haben die Forderungen nach schnellen Startzeiten, z. B. von Stillstand auf Turbinen-Vollast in 75 s, kurze Umschaltzeiten für die Betriebsartenwechsel, entsprechende Vorgaben zur $\cos\phi$ -Auslegung der Motorgeneratoren und die Forderungen nach Beteiligung der Maschinensätze an der Netzregelung über einen langen Zeitbereich sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb (Bild 2). Die letztere Aufgabe kann mit Maschinensätzen, die mit Synchronmaschinen als Motorgeneratoren ans Netz geschaltet sind, nur unzureichend und zwar nur im Turbinenbetrieb erfüllt werden. Deshalb wurde für das PSW Goldisthal nach umfassenden technisch-wirtschaftlichen Betrachtungen die Ausführung von zwei Motorgeneratoren als drehzahlvariable Asynchronmaschinen konzipiert. Mit Veränderungen der Drehzahl wird eine Leistungsregelung (Regelbereich abhängig vom gewählten Drehzahlbereich) auch im Pumpbetrieb möglich, so daß eine Einbeziehung der drehzahlvariablen Maschinen sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb gewährleistet ist.

Welche Vorteile ergeben sich damit für die Netzregelung?

Im Unternehmen liegen langjährig gute Erfahrungen mit einer kombinierten hydraulisch/thermischen Regelung (Zweistufenregelung) vor. Zum einen erfolgt durch die hydraulischen Maschinen eine schnellere Ausregelung der Frequenz- und Leistungsabweichungen und zum anderen werden die thermischen Regelmaschinen geschont, da eine Vielzahl kurzzeitiger Regelabweichungen bereits durch die hydraulischen Maschinen allein ausgeregelt werden.

Somit werden die thermischen Maschinen auf die Tendenzausregelung beschränkt und demgemäß deutlich weniger beansprucht. Mit dem Einsatz der drehzahlvariablen Maschinen und der entsprechenden Speicherkapazität wird mit dem PSW Goldisthal die Möglichkeit geschaffen, eine vollzyklische, hydraulisch-thermische Netzregelung (Sekundärregelung) anzuwenden. Die drehzahlgeregelten Maschinen bieten auch die Möglichkeit durch Variation der Drehzahl kurzzeitig Energie in das Netz abzugeben



oder vom Netz aufzunehmen. Damit wird die in den rotierenden trägen Massen des Maschinensatzes gespeicherte kinetische Energie als Regelleistung (Primärregelung) verfügbar gemacht.

Der Regelbetrieb der Maschinen erfordert eine Teillastfahrweise. Wir erwarten im Turbinen-Teillastbetrieb eine Wirkungsgradsteigerung im Mittel über den gesamten Lastbereich von ca. 5%-Punkten gegenüber einer Maschine mit konstanter Drehzahl. Die Wirkungsgraderhöhung ist vor allem durch die Einstellung einer optimalen Drehzahl der Pumpturbine im Turbinenbetrieb zu erklären.

6 Planung des PSW Goldisthal

Die Vorgeschichte des PSW Goldisthal reicht bis weit in DDR-Zeiten zurück. Schon in den 60er Jahren gab es erste Vorstellungen zur Planung (Tafel 1). Mit den bergmännischen Arbeiten zur Vorbereitung der geologischen Erkundung, dem Abholzen der benötigten Flächen und dem Bau einer Umgehungsstraße wurde in den Jahren 1974/75 begonnen. Im Jahre 1981 erfolgte aus ökonomischen Gründen eine Unterbrechung des Vorhabens bis 1988. Die VEAG untersuchte seit Ihrer Gründung, ob der Bau fortgesetzt werden sollte. Die Untersuchungen führten zu dem Ergebnis, daß insbesondere durch den Ausbau der Grundlast mit großen Braunkohle-Blockeinheiten Bedarf an schnell einsetzbarer Leistung entsteht und daß zu dessen Deckung der Weiterbau des PSW Goldisthal wesentliche Vorteile aufweist.

Davon ausgehend wurde die weitere ingenieurtechnische Vorbereitung des Vorhabens sowie die Beantragung notwendiger Genehmigungen eingeleitet. Bereits im Oktober 1992 erteilte das Thüringer Ministerium für Wirtschaft und Verkehr die Nichtbeanstandungserklärung gemäß §4 Energiewirtschaftsgesetz. Ein weiterer Meilenstein im Genehmigungsablauf war der Abschluß des Raumordnungsverfahrens im Oktober 1993 durch das Thüringer Ministerium für Umwelt- und Landesplanung. Auf der Grundlage der seit September 1993 komplett vorliegenden Entwurfsplanung – erstellt durch die ARGE Lahmeyer International GmbH, Frankfurt / Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH, Erfurt – wurden die Antragsunterlagen für das wasserrechtliche Planfeststellungsverfahren nach §31 Wasserhaushaltsgesetz eingereicht. Integriert ist die dazugehörige, umfangreiche Umweltverträglichkeitsstudie.

Die Antragsunterlagen wurden öffentlich ausgelegt und anschließend eingehend erörtert. Insgesamt wurden Aspekte von 70 Einwänden behandelt und die Diskussionsergebnisse als Nebenbestimmungen oder Auflagen in den Planfeststellungsbeschuß aufgenommen. Der Planfeststellungsbeschuß wurde im März 1996 durch das Thüringer Landesverwaltungsamt gefaßt.



Der Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland e.V., Landesverband Thüringen (BUND) legte Widerspruch gegen den Planfeststellungsbeschuß ein, der vom Landesverwaltungsamt zurückgewiesen wurde. Der BUND reichte Klage beim zuständigen Verwaltungsgericht Meiningen gegen den Freistaat Thüringen ein.

Im März 1997 wurde eine Vereinbarung zur außergerichtlichen Beilegung des Rechtsstreites um das PSW Goldisthal vom BUND, Landesverband Thüringen e.V. und von der VEAG unterzeichnet. Darin wird vereinbart, eine Stiftung zur Förderung von Projekten für den Naturschutz und regenerativer Energien in den neuen Bundesländern zu gründen. Im April 1997 nahm der BUND die Klage gegen den Planfeststellungsbeschuß zurück.



PSW Goldisthal – geschichtlicher Abriss

1965	Platz 1 in systematischer Standortsuche für ein Pumpspeicherwerk innerhalb der DDR
1972	Beginn der geologischen Erkundung
1975	Beginn der bergmännischen Erkundung und Holzeinschlag
1976	Beginn des Ersatzstraßenbaus und der Infrastrukturmaßnahmen
1980	Festlegung der Abrundung und Sicherung durch das Ministerium für Kohle und Energie wegen Verzögerung im Kraftwerksbauprogramm und finanzieller Schwierigkeiten
1988	Staatlicher Beschluss zur Wiederaufnahme der Bauvorbereitung
08.07.91	Anzeige gemäß § 4 Energiewirtschaftsgesetz
26.10.92	Nichtbeanstandungsbescheid durch das Thüringer Wirtschaftsministerium
26.10.92	Einleitung des Raumordnungsverfahrens (ROV) mit Umweltverträglichkeitsstudie
14.10.93	Abschluss des ROV mit positiver landesplanerischer Beurteilung durch das Thüringer Landesverwaltungsamt
12.11.93	Einleitung des Planfeststellungsverfahrens
1994/95	Öffentliche Auslegung vom 6. September bis 6. Oktober 1994 Erörterungstermine vom 6. bis 8. Dezember 1994 sowie 10. Januar 1995
23.05.95	Beginn der EU-weiten Ausschreibungen
21.03.96	Planfeststellungsbeschluss
28.06.96	Widerspruchsbescheid
05.08.96	Klage des BUND, Landesverband Thüringen, gegen den Planfeststellungsbeschluss vor dem Verwaltungsgericht Meiningen
06.03.97	Außergerichtlicher Vergleich BUND Thüringen/VEAG
18.04.97	Rücknahme der Klage durch BUND Thüringen. Damit wird der Planfeststellungsbeschluss vom 21. März 1996 bestandskräftig
28.05.97	Bestätigung des Baubeschlusses durch den Aufsichtsrat der VEAG
29.09.97	Stollenanschlag für den Zufahrtsstollen zu den Kavernen und Beginn der Infrastrukturmaßnahmen (Infrastrukturlos)
01.04.98	Beginn der Hauptbauzeit mit den drei Losen Oberbecken, Kavernen und Stollensysteme sowie Unterbecken
2002/03	Inbetriebsetzung der vier Pumpspeichersätze des PSW Goldisthal

Tab. 1 Geschichtlicher Abriss



7 Technische Ausführung der Anlagen des PSW Goldisthal

7.1 Bau

Das Pumpspeicherwerk Goldisthal liegt im westlichen Schiefergebirge am Oberlauf der Schwarza zwischen den Orten Scheibe-Alsbach und Goldisthal im Landkreis Sonneberg. Mit einer Gesamtleistung von 1060 MW wird es zu den größten und modernsten Anlagen dieser Art in Deutschland gehören. Es besteht im wesentlichen aus folgenden Teilanlagen:

- Oberbecken mit Einlaufbauwerk,
- Oberwasserstollen,
- Maschinenkaverne,
- Trafokaverne mit Energieableitungsstollen,
- Unterbecken mit Haupt- und Vorsperre,
- Betriebsgebäude und Nebenbauwerke.



Das Oberbecken hat ein Nutzvolumen von ca. 12 Mio. m³, ausreichend für die Speicherung des für 8 Stunden Turbinenvollastbetrieb notwendigen Betriebswassers. Die größte Länge in Nord-Süd-Richtung beträgt ca. 1015 m und in Ost-West-Richtung ca. 935 m. Die Wasserspiegelfläche bei Vollstau ergibt sich zu ca. 55 ha bei einer Gesamtfläche des Oberbeckens einschließlich der Nebenanlagen von ca. 80 ha.

Abb. 3 Oberbecken mit Einlaufbauwerk

Die wesentlichen Merkmale des Oberbeckens sind

- ein 3370 m langer Ringdamm mit einem Volumen von 5,37 Mio. m³, der im Massenausgleich mit dem erforderlichen Beckenaushub aufgeschüttet wurde (steile Böschungsneigungen von 1 : 1,6 und eine schmale Kronenbreite von 5 m, um das Schüttvolumen zu minimieren),
- eine vollständige Dichtung der Beckensohle und der wasserseitigen Dammböschung aus Asphaltbeton, sowie



- ein in den Ringdamm integriertes Einlaufbauwerk, dessen Lage am westlichen Beckenrand die kürzestmögliche Verbindung zwischen Becken und Kaverne ermöglicht.

Zwei gepanzerte ca. 870 m lange Oberwasserschrägstollen mit Innendurchmessern von je 6,20 m verbinden das Oberbecken mit den Pumpturbinen in der Maschinenkaverne. Sie stellt mit Ausbruchabmessungen von ca. 137 m x 26 m x 48,5 m den größten untertägigen Hohlraum des PSW Goldisthal dar (Bild 4).

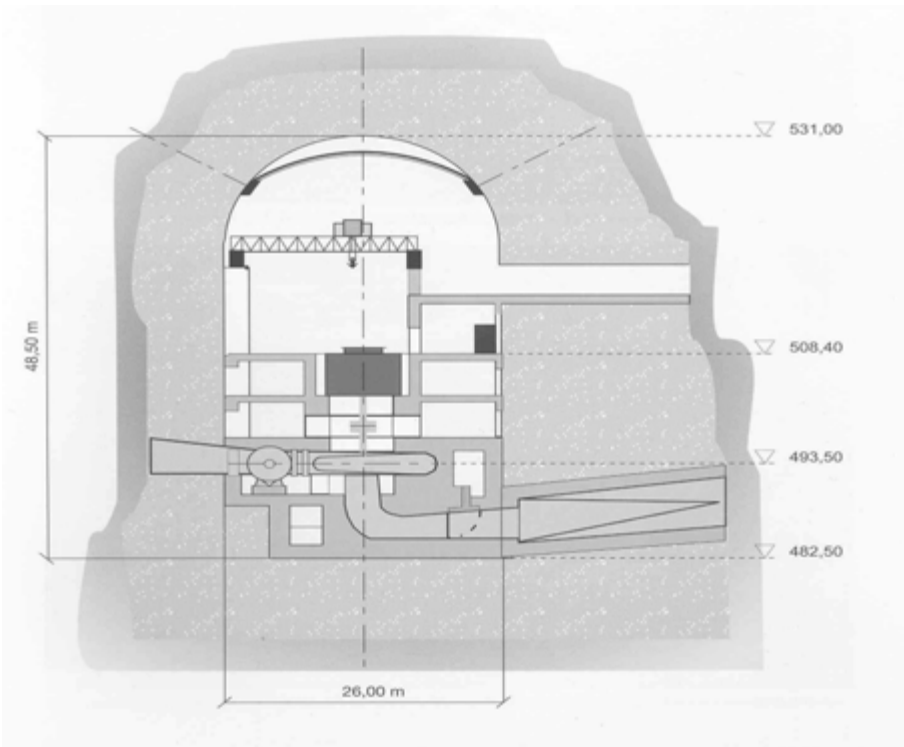


Abb. 4 Querschnitt Maschinenkaverne

Zur Unterbringung der Transformatoren wurde eine separate Kaverne in einem Abstand von ca. 40 m (Pfeilerstärke) zur Maschinenkaverne in Richtung Unterbecken aufgeföhren.

Über zwei ca. 340 m lange, betonausgekleidete Unterwasserstollen mit Innendurchmessern von je 8,20 m ist die Maschinenkaverne an das Auslaufbauwerk im Unterbecken angebunden. Das Auslaufbauwerk wird in Randlage zum Unterbecken errichtet. Es



besteht aus den Verschlusschächten mit Bedienungsplattform sowie den Auslauftrumpeten mit den davor installierten Rechen.

Das ca. 2400 m lange und bis zu 900 m breite Unterbecken hat bei Vollstau ein Speichervolumen von ca. 18 Mio. m³. Als Absperrbauwerk wird ein 67 m hoher Steinschüttdamm mit einer Asphaltbetonaußendichtung und einer Böschungsneigung von 1 : 1,6 errichtet. Die Dammkrone ist ca. 220 m lang. Ein weiteres wesentliches Merkmal ist der umlaufende Kontrollgang am wasserseitigen Dammfuß mit Dichtungsschleier gegen Unter- und Umläufigkeit.

Die beiden Grundablässe und die Hochwasserentlastungsanlage (HWE) werden auf der linken Talseite ca. 150 m oberstrom der Hauptsperre angeordnet. In diesem Bereich befindet sich bereits ein Erkundungsstollen, der günstigerweise zur bauzeitlichen Wasserumleitung genutzt werden konnte. Das Einlaufbauwerk der HWE wird als vertikaler Fallschacht mit aufgesetzter Tulpe ausgebildet. Die ebenfalls als Steinschüttdamm errichtete Vorsperre hat insbesondere die Aufgabe, die Stauwurzel trotz der betriebsbedingten Wasserspiegelschwankungen nicht trockenfallen zu lassen. Die Betriebsgebäude werden in direkter Nähe zum Zufahrtsstollenportal errichtet.

7.2 Stahlwasserbau

Die zwei Oberwasserstollen stellen die Verbindung vom Oberbecken zu den vier in der Kaverne installierten Maschinensätzen her, wobei jeweils zwei Maschinen über einen Stollen betrieben werden.

- die Druckstollen sind komplett mit einer Stahlpanzerung versehen
- der Schrägteil der Druckstollen (Neigung 25,3° bzw. 25,7°) erhält eine Panzerung (Innendurchmesser 6200 mm) mit einsteigigen Versteifungsringen, die über Kehlnähte mit der Panzerung verschweißt sind
- der Flachteil der Druckstollenpanzerung einschließlich der unteren Krümmen sowie der kompletten Verteilrohrleitungen ist als glatte Panzerung ohne Versteifungsringe ausgeführt
- die Bemessung der Panzerung erfolgte auf Innen- und Außendruck, wobei die mittragende Wirkung des Gebirges berücksichtigt wurde.



PUMPSPEICHERWERK GOLDISTHAL

Übersichtslängsschnitt

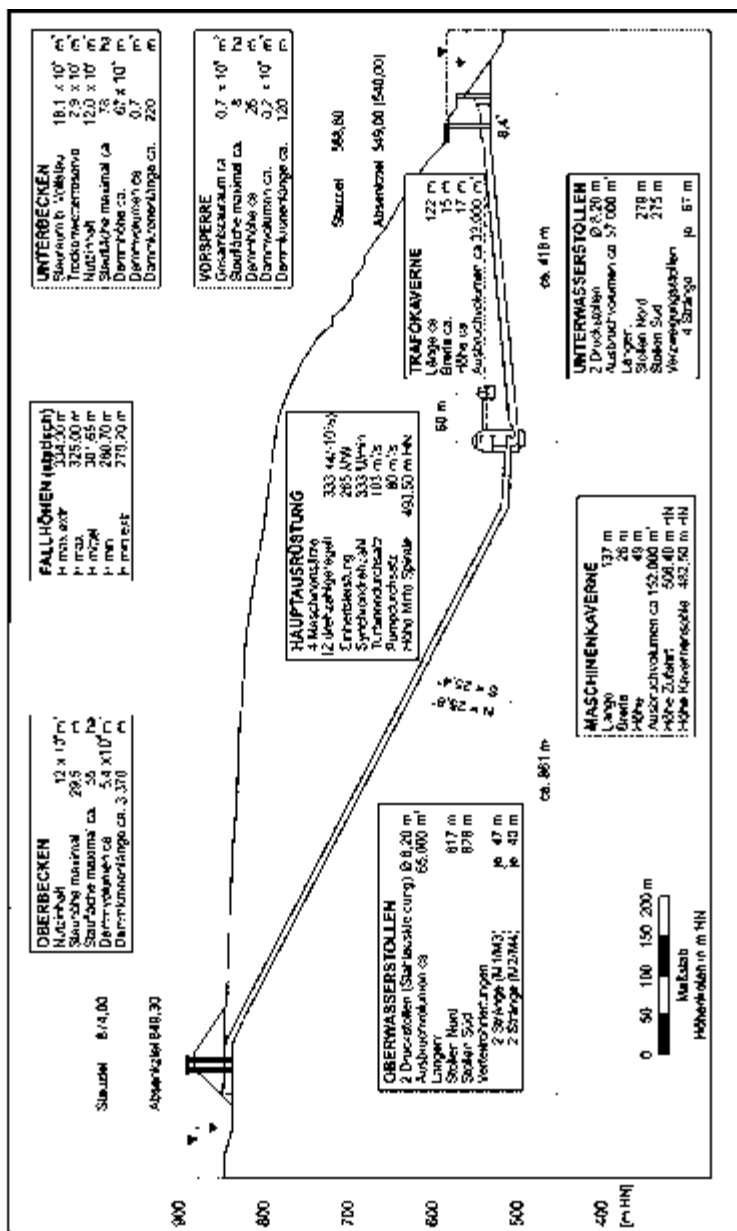




Abb. 5 Montage Stollenpanzerung

Die Montage der Panzerungen erfolgte nach Beendigung der Stollenauf-fahrung vom Oberbecken aus (Bild 5). Nach abgeschlossener Montage wurde der Innenkorrosionsschutz aufgebracht.

Am Einlauf wurden als Verschlußorgane Roll-schützen sowie für den Revisionsfall zusätzlich Dammbalkenverschlüsse vorgesehen. Auch die Ausläufe am Unterbecken können mittels Dammbal-ken verschlossen werden.

7.3 Hydraulische Maschinen

Als hydraulische Maschinen werden im PSW Goldisthal Pumpturbinen eingesetzt, wobei für 2 der insgesamt 4 Maschinen ein Betrieb mit variabler Drehzahl in einem Bereich von 300 U/min bis 346 U/min vorgesehen ist. Unabhängig von ihrem Einsatz werden die Pumpturbinen die gleiche Ausführung haben. Der normale Fallhöhenbereich erstreckt sich von 280,70 m bis 325,00 m. Die Nennleistung der Pumpturbinen beträgt bei der Nennfallhöhe von 301,65 m im Turbinenbetrieb 269 MW. Diese Leistung kann vom Stillstand aus in 75 s erreicht werden. Im Pumpbetrieb hat die Pumpturbine bei Nennfallhöhe und Nenndrehzahl eine Leistungsaufnahme von 257 MW. Für den vorgesehenen Drehzahlstellbereich der drehzahlvariablen Maschinen dürfen wir im Pumpbetrieb eine Regelbandbreite von mindestens 80 MW erwarten. Während im Pumpbetrieb der gesamte Drehzahlstellbereich zur Leistungsregelung genutzt wird, ist im Turbinenbetrieb zur Optimierung des Wirkungsgrades nur eine Drehzahlverstellung in einem Bereich von 300 U/min bis 320 U/min sinnvoll. Neben der Wirkungsgradverbesserung wird im Turbinenbetrieb und beim Anfahren in den Pumpbetrieb durch die niedrigere Drehzahl auch eine Verringerung der dynamischen Belastung der Pumpturbine und des Motors erreicht.

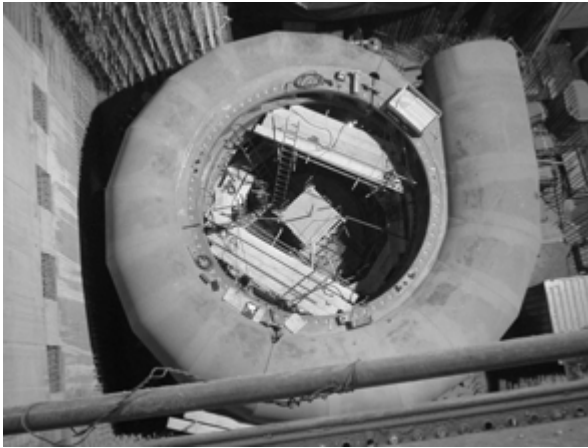


Abb. 6 Spiralgehäuse



Abb. 7 Leitschaufelmontage

Die am höchsten belasteten Bauteile der Pumpturbine sind das Laufrad, die Leitschaufeln und das Spiralgehäuse. Das Spiralgehäuse (Bild 6) ist mit einem Außendurchmesser von 11,70 m und einem Gewicht von 140 t auch das größte Bauteil. Es wird deshalb in zwei Hälften zur Baustelle transportiert und dort zusammengesweißt. Das Spiralgehäuse wird ohne Innendruck einbetoniert.

Der Leitschaufelverstellmechanismus (Bild 7) wird mit einem sogenannten leichten Reguliering ausgeführt. Für die Leitschaufellagerung wurden selbstschmierende fettfreie Lager vorgesehen.

Erwähnt werden soll auch, daß zur energetischen Nutzung der Wasserabgabe aus dem Unterbecken an die Schwarza eine Kleinwasserkraftanlage errichtet wurde, die gleichzeitig als Notstromaggregat dient. Die Ausrüstung besteht aus

einer Durchströmturbine mit Synchrongenerator. Der Maschinensatz besitzt eine Nennleistung von 670 kW. Die Durchströmturbine wurde aufgrund der großen Abflussschwankungen von $0,1 \text{ m}^3/\text{s}$ bis $1,8 \text{ m}^3/\text{s}$ und der starken Fallhöhenänderungen von 38,3 m bis 68,4 m gewählt. Für die Kleinwasserkraftanlage wird im Mittel eine jährliche Energieerzeugung von ca. 1600 MWh erwartet.



7.4 Elektro- und Leittechnik

Die Auslegung der elektro- und leittechnischen Ausrüstung eines Pumpspeicherwerkes ist generell auf die speziellen Erfordernisse und die Besonderheiten der Erzeugungsstruktur des jeweiligen Energieversorgers ausgerichtet.

Die bedeutendste Neuerung auf der elektrischen Seite ist zweifellos der erstmalige Einsatz von zwei drehzahlvariablen Asynchronmaschinen als Motorgeneratoren in einem europäischen Pumpspeicherwerk (Bild 8).

Ausgeführt wurden sie als doppeltgespeiste Asynchronmaschinen. Die Ständerwicklung ist – wie bei der Synchronmaschine – mit dem starren Drehstromnetz verbunden. Die Läuferwicklung als Dreiphasenwicklung ausgeführt – wird nicht wie die Polraderregerwicklung der Synchronmaschine von Gleichstrom durchflossen, sondern über einen Direktumrichter von einem frequenz- und spannungsvariablen Drehstrom gespeist. Der gewählte Drehzahlregelbereich bestimmt dabei direkt die Größe des Umrichters. Mit Hilfe des Direktumrichters können über die Vorgabe der Amplitude und der Phasenlage des Rotordrehfeldes zum Ständerdrehfeld der Wirk- und Blindstrom des Ständers gezielt beeinflusst werden.

Zur Unterbringung der Direktumrichter einschließlich Transformatoren und Kompensationsanlagen wurde eine Verlängerung der Kaverne um ca. 10 m notwendig. Die Anordnung dieser Anlagen erfolgte an den Stirnseiten der Maschinenkaverne, um kurze elektrische Verbindungen zu den drehzahlgeregelten Maschinen sicherzustellen.

Die Entwicklung der drehzahlvariablen Asynchronmaschinen erfordert in verschiedenen Konstruktionsdetails, z. B. bei der Wickelkopfbefestigung des Läufers, bei der Übertragung hoher Ströme durch den Schleifringkörper oder in der Kühlung/Lüftung, neue Lösungen, die durch Modellversuche unterstützt wurden. Zur Veranschaulichung der Relationen sind hier die wesentlichen technischen Daten der Maschinen gegenübergestellt:



Tab. 2 Technische Daten der Maschinen

Parameter	Synchronmaschine	Asynchronmaschine
Nennscheinleistung [MVA]	331	312
Motorleistung/Kupplung [MW]	261	300
Nennspannung [kV]	18	18
Drehzahl [min^{-1}]	333,3	333,3 +4%/-10%
Durchgangsdrehzahl [min^{-1}]	535	535
Wirkungsgrad Turbinenbetrieb Generator/Pumpspeichersatz		
100% Nennlast [%]	98,6/86,5	97,4/85,5
70% Nennlast [%]	98,3/87,7	97,2/89,4
30% Nennlast [%]	96,7/68,7	95,3/77,5
Außendurchmesser [mm]	8700	8200
Bauhöhe [mm]	4895	5580
Gewicht Ständer [t]	271	290
Gewicht Läufer [t]	420	477
Massenträgheitsmoment [tm^2]	2250	2500





Abb. 9 Transport Maschinentrafo

Eine weitere Besonderheit bei der Umsetzung des elektrotechnischen Konzeptes für das Pumpspeicherwerk Goldisthal stellte die Aufstellung der Maschinen-, Anfahr- und Eigenbedarfstransformatoren in einer separaten Transformatorenkaverne dar (Bild 9).

Die Verbindung zwischen den Maschinen und Maschinentransformatoren wird über vier koaxiale 18-kV-Hochstromschienen in zwei separaten Ableitungsstollen geführt, während die Energieableitung aus der Trafokaverne mit 400-kV-VPE-Kabelsystemen über einen 300m langen Energieableitungsstollen erfolgt (Bild 10). Der weitere Energietransport wird über zwei Freileitungssysteme bis zum 8 km entfernten Einspeisepunkt in das eigene Hochspannungsnetz realisiert. Die hier gewählte Form der Untertage-Aufstellung der Transformatoren führt zu einer geringstmöglichen Umweltbeeinträchtigung durch das Kraftwerk



Abb. 10 Energieableitungsstollen mit 400-kV-Kabel

Alle für den laufenden Betrieb erforderlichen Bedienhandlungen werden von einer zentralen Warte im Betriebsgebäude vorgenommen. Von dieser Warte erfolgt die Steuerung, Überwachung und Prozeßführung der 4 Pumpspeichersätze, Nebeneinrichtungen und Hilfsbetriebe. Ein modernes modulares Prozeßleitsystem mit dezentralen Automatisierungseinheiten gewährleistet die Bedienung und Beobachtung der Prozesse im Pumpspeicherwerk einschließlich der Systemprogrammierung, Prozeßauswertung, Datenlangzeitspeicherung und Archivierung sowie die Kopplung zur Hauptschaltleitung in Berlin.

8 Technische Daten PSW Goldisthal

Pumpspeicher-Kraftwerk		Kleinwasser-Kraftanlage
Bauzeit		
Baubeginn	1974/1975/1997	
Inbetriebnahme	2002 bis 2004	2002
Speicherbecken		
Oberbecken		Einbau im Grundablass
Art	künstliches Becken	
Nutzinhalt	12 Mio m ³	
Arbeitsvermögen	8.480 MWh	
Unterbecken		
Stausee		
Gesamtstauraum	18,1 Mio m ³	
Verbindung Oberbecken/Kaverne		
Art	Druckstollen	
Anzahl	2	
Länge	817 m	
Durchmesser	6,2 m	
Mittlere Fallhöhe	302 m	53 m
Verbindung Unterbecken/Kaverne		
Art	Unterwasserstollen	
Anzahl	2	
Länge	276 m	
Durchmesser	8,2 m	
Maschinensätze		
Art	Pumpspeicher (vertikal)	Laufwasser
Anzahl	4	1
Turbinentyp	Pumpturbine	Turbine
Bauart	Francis	Ossberger
Turbinen-Nenndurchfluss	100 m ³ /s	1,64 m ³ /s
Pumpen-Nennförderstrom	80 m ³ /s	
Generatortyp	Motor-Generator	Generator
Art	Asynchron-/Synchronmaschine	Synchronmaschine
Leistung	331 MVA	800 kVA
Spannung	18 kV	0,4 kV
Nennleistung		
Turbinenbetrieb	265 MW	670 kW
Pumpbetrieb	261 MW	
Anfahrzeiten		
vom Stillstand auf Turbinenbetrieb	75 Sek.	
vom Stillstand auf Pumpbetrieb	180 Sek.	
Gesamtnennleistung	1.060 MW	



9 Literatur

- /1/ Bogenrieder; Wuntke
VDI-Vortrag in Gelsenkirchen am 10./11.11.98
- /2/ Leonhard; Müller;
Ausgleich von Windenergieschwankungen; ew 101(2002)21/22, S. 30ff
- /3/ Bogenrieder; Lein
Netzreglung und Systemführung in München 23./24.2.2000



Bleibatterien – Neue Entwicklungen und zukünftige Einsatzbereiche

Dr. Reiner Wagner
EXIDE Automotive Batterie GmbH
Odertal 35, 37431 Bad Lauterberg
Tel.: (0231) 9417310, Fax: (0231) 9417311
E-mail: rainer.wagner@exide.de

1 Einleitung

Die Bleibatterie wird schon seit mehr als 140 Jahren in vielen verschiedenen Bereichen der Technik eingesetzt und hat sich dort als ein sehr zuverlässiges Energiespeichersystem bewährt. Hierzu gehören sowohl der Automobilbereich und die verschiedenen Traktionsanwendungen als auch die Telekommunikationssysteme und unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV). Über den langen Zeitraum ist die Leistungsfähigkeit dieses Speichersystems ständig weiterentwickelt worden. Dies hat dazu geführt, daß trotz intensiver Forschungsarbeit an alternativen Speichersystemen, der Bleiakkumulator noch immer mit Abstand die wichtigste wiederaufladbare Batterie ist.

Das ist bemerkenswert, da die Bleibatterie eine relativ geringe Energiedichte im Vergleich zu vielen anderen Systemen besitzt. Für einen industriellen Einsatz ist es aber mehr das Verhältnis von Energiedichte, zur Gebrauchsdauer und zu den Kosten, das entscheidet, welches System zum Einsatz kommt. Außerdem spielen auch noch eine Reihe von weiteren Parametern, wie spezifische Leistung, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit der Rohstoffe und die Möglichkeit des Recyclings eine wichtige Rolle. Berücksichtigt man alle diese Faktoren, dann stellt die Bleibatterie einen hervorragenden Kompromiß dar.

Der heutige Bleibatteriemarkt liegt weltweit bei mehr als 11 Milliarden Euro pro Jahr, und es ist ein weiteres Ansteigen zu erwarten. Die Bleibatterie wird noch lange Zeit das wichtigste Energiespeichersystem sein. In den nachfolgenden Kapiteln werden neue Entwicklungen vorgestellt und wichtige zukünftige Einsatzbereiche diskutiert.



2 Gittertechnologien

Die Gitter sind ein wichtiger Bestandteil jeder Bleibatterie. Die traditionelle Herstellungsweise ist der Fallguß für negative und positive Gitter, im Falle von positiven Röhrenplatten wird allerdings auch Druckguß eingesetzt.

Um den Wasserverbrauch und die Selbstentladung zu verringern, wurde in den letzten Jahrzehnten der Antimongehalt der verwendeten Bleilegierungen immer weiter abgesenkt bis hin zu den sogenannten antimonarmen Legierungen mit weniger als 2% Sb. Danach erfolgte bei Starterbatterien die Umstellung auf die Hybridtechnik, bei der für die negativen Gitter eine Blei/Calcium Legierung, ganz ohne Antimon, zum Einsatz kam. Große Anstrengungen waren notwendig, um das Antimon ganz auch aus dem positiven Gitter herauszunehmen. In der Anfangszeit litten solche Batterien unter dem sogenannten Antimonfrei-Effekt mit vorzeitigem Ausfall insbesondere bei zyklischen Anwendungen.

Inzwischen wurden zahlreiche Verbesserungen vorgenommen, sowohl bei den eingesetzten Materialien als auch bei dem Plattenherstellungsprozeß (insbesondere im Bereich Pastierung und Reifung), so daß der Antimonfrei-Effekt weitgehend überwunden werden konnte [1-3]. Die dadurch zum Einsatz gekommene Ca/Ca Technik ohne Antimon wird in fast allen verschlossenen Batterien mit festgelegtem Elektrolyten und zunehmend auch bei Starterbatterien mit flüssigem Elektrolyten eingesetzt und hat dort dazu beigetragen, den Wasserverbrauch stark zu reduzieren, so daß bei modernen Starterbatterien häufig über die gesamte Gebrauchsdauer kein Wasser mehr nachgefüllt werden muß.

In den letzten Jahren hat der Bedarf an sehr korrosionsstabilen Gittern zugenommen, weil immer höhere Anforderungen an die Hochstromleistungsfähigkeit der Batterien gestellt werden. Dies erfordert den Einsatz von mehr und dafür dünneren Platten und Gittern. Diese müssen dann aber geringere Korrosionsraten haben, damit eine gleiche Gebrauchsdauer der Batterie erreicht werden kann. Durch verbesserte Gitterlegierungen mit niedrigerem Calciumgehalt und höherem Zinngehalt konnten hier bedeutende Verbesserungen erzielt werden [1,4]

Da aber ein geringerer Calciumgehalt zu weicheren Gittern führt, mußte auch der Herstellungsprozeß angepaßt werden. Insbesondere die Kombination von dünnen Gittern und niedrigem Calciumgehalt stellte hier größere Anforderungen an eine sichere Prozeßtechnik. Der Einsatz von Batterien bei hohen bis sehr hohen Temperaturen kann starkes Gitterwachstum hervorrufen, das dann die Lebensdauer begrenzt. Hier haben bestimmte Legierungszusätze, wie z.B. Silber, eine deutliche Verbesserung ergeben.



2.1 CSM

Bei Industriebatterien werden ganz überwiegend gegossene Gitter eingesetzt. Lediglich im Bereich großer Batterien mit langen Platten gibt es Baureihen, bei denen auf der negativen Seite verbleites Kupferstreckmetall verwendet wird. Hintergrund ist hierbei, daß mit länger werdender Platte das Verhältnis zwischen dem elektrischen Widerstand des Gitters zu dem gesamten Innenwiderstand der Zelle immer größer wird, was insbesondere bei Plattenlängen über 50 cm zu einem deutlich geringeren Entladegrad im unteren Bereich führt. Der merkliche Spannungsabfall am Gitter verringert die entnehmbare Energie und führt auch zu einer größeren Verlustwärme. Um hier bei langen Zellen eine Verbesserung zu erzielen, wurde ein neuer Zellentyp, CSM, entwickelt und erfolgreich eingesetzt [5-7].

Abb. 1 zeigt die Entladekurven einer stationären 1380 Ah OCSM Zelle bei Entladungen mit einer konstanten Leistung von 1,47 kW und 2,94 kW. In das gleiche Diagramm sind auch die Entladekurven einer Standard OPzS Zelle mit gleicher Größe und Gewicht dargestellt. Deutlich ist die viel bessere Spannungslage und die längere Entladezeit von Zellen mit negativen Kupfergittern, insbesondere bei höheren Entladeströmen, zu erkennen. Weiterhin muß beachtet werden, daß nicht nur bei der Entladung ein Vorteil auftritt, sondern daß auch die Ladungsaufnahme und die Ladungseffizienz bei CSM deutlich verbessert ist. CSM Zellen für Traktion und OCSM Zellen für stationäre Anwendungen sollten dann bevorzugt eingesetzt werden, wenn Zellen mit langen Platten, hohen Entladeleistungen und großer Ladungseffizienz benötigt werden.

1986 wurde eine 17 MW/14 MWh Batterie mit CSM Gittern bei der BEWAG in Berlin installiert, um das zu dieser Zeit bestehende Inselnetz zu stützen. Die Batterie diente hierbei sowohl zur Frequenzregulierung, als auch zur Überbrückungsreserve. Zu dieser Zeit war dies die größte Batterie der Welt [8-9]. Die Batterie bestand aus 12 parallel geschalteten Strängen mit jeweils 590 Zellen mit 1000 Ah. Dies ergab insgesamt eine 1180 V, 12 000 Ah Batterie, die direkt über Wechselrichter und Transformatoren mit dem 30 kV Netz der BEWAG in Berlin verbunden war.

Für die Frequenzregulierung wurde der Lade-/Entladestrom auf +/- 700 A pro Strang begrenzt. Dies ergab eine maximale Leistung von +/- 8,5 MW, die ausreichte, um die Frequenz des Netzes bei 50 Hz +/- 0,2 Hz zu halten. Für die Überbrückungsreserve wurde die Strombegrenzung auf 1400 A pro Strang angehoben, so daß dann insgesamt 17 MW zur Verfügung standen.

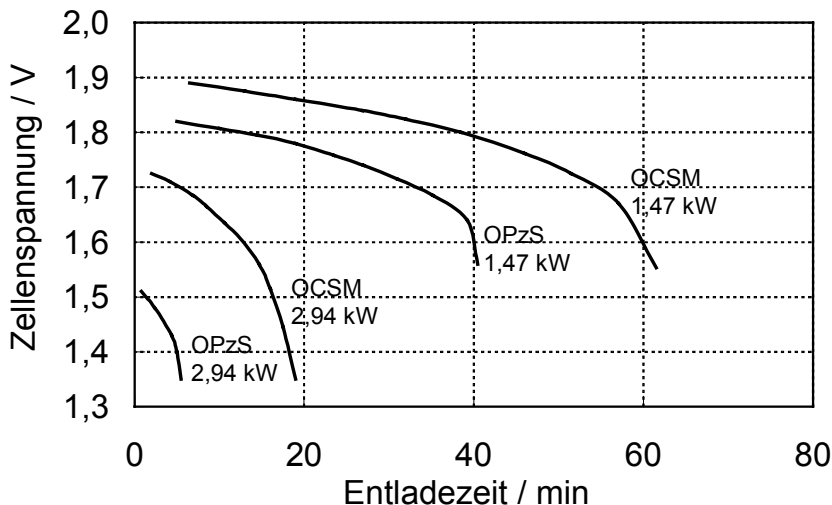


Abb. 1: Entladekurven von 1380 Ah OCSM Zellen im Vergleich zu Standard OPzS Zellen

Der Ladezustand (SOC) der Batterie wurde hierbei um 70 % gehalten mit einer Abweichung von +/- 20 %, so daß immer eine genügend hohe Ladungsaufnahme vorlag, aber auch ausreichende Reserve für eine Überbrückungszeit von mindestens 30 Minuten mit maximal 17 MW. Jede Woche erfolgte eine vollständige Wiederaufladung über 14 Stunden. Es wurden 10 V Blöcke verwendet mit direkter Zellverbindung durch die Wand. Mit Hilfe eines automatischen Wassernachfüllsystems konnten die Wartungsarbeiten reduziert werden. Um Säureschichtung zu vermeiden, wurde eine Elektrolytumwälzung eingesetzt.

Im Dezember 1993 wurde Berlin mit dem westeuropäischen Netz verbunden. Eine Frequenzregulierung war dann nicht mehr notwendig. Insgesamt wurde in 7 Betriebsjahren etwa 7000 mal die Nennkapazität umgesetzt. Der gesamte Energieumsatz lag bei etwa 100 GWh.

Große Bleibatterien vom OCSM Typ sind für eine Reihe weiterer Netzanwendungen nützlich [10-12]. Zwei größere OCSM Batterien mit jeweils 1,2 MWh sind vor wenigen Jahren in Verbindung mit einer Solar- beziehungsweise Windkraftanlage in Betrieb gegangen. Diese Batterien erfüllen 3 verschiedene Aufgaben: Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Verringerung von Netzstörungen und Spitzenlastausgleich. Die bisherigen Betriebserfahrungen sind sehr gut. In Zukunft wird mit einem steigenden Bedarf an solch großen Bleibatterien gerechnet.



Neben den OCSM Batterien mit flüssigem Elektrolyten wurde auch eine verschlossene Ausführung in Geltechnologie entwickelt [13]. Gelzellen mit negativen Kupfergittern, OCSV, sind Hochleistungsbatterien, die dort eingesetzt werden, wo lange Zellen in verschlossener Technik zum Einsatz kommen sollen und große Entladeleistungen oder ein hoher Ladewirkungsgrad erwünscht ist.

2.2 Streckmetall

Bei Starterbatterien ist inzwischen eine starke Tendenz zur kontinuierlichen Plattenfertigung vorhanden, die den Vorteil einer gleichmäßigeren Fertigungsqualität hat. Auch wird die Produktivität erhöht und der Schrottanfall verringert. Hier ist insbesondere die Streckmetalltechnik zu nennen, bei der positive und negative Gitter unter Verwendung von Blei/Calcium/Zinn Legierungen hergestellt werden. Abbildung 2 zeigt einen Ausschnitt eines solchen Gitterbandes nach dem Streckprozeß. Aufgrund der bisher gemachten guten Erfahrungen kann davon ausgegangen werden, daß diese Technologie im Starterbatteriebereich immer mehr die konventionelle Gittergußtechnik ersetzen wird.

In der Anfangsphase der Entwicklung von positiven Streckmetallgittern gab es zunächst beträchtliche Probleme mit der Korrosion. Durch Einsatz verbesserter Legierungen und insbesondere durch einen speziellen Walzprozeß des Bleibandes, ist es gelungen, diese Probleme vollständig zu lösen. Heutige positive Streckmetallgitter haben genügend niedrige Korrosionswerte [4, 14]. In der Regel ist der Einsatz von Streckmetall auf Batterien mit flüssigem Elektrolyten beschränkt. Es hat aber auch schon Entwicklungen gegeben, AGM Batterien mit positiven und negativen Streckmetallgittern zu bauen.

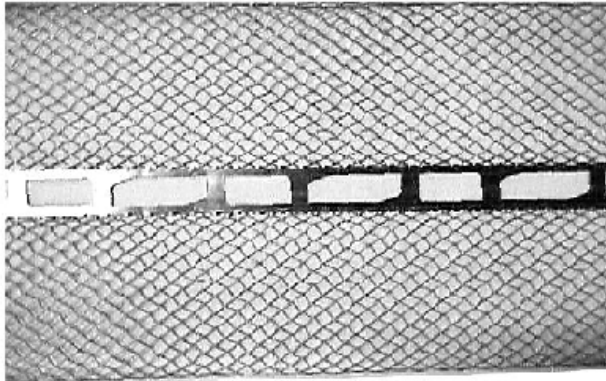


Abb. 2: Gitterband von einer Streckmetalllinie

Auch für Industriebatterien ist ein Einsatz der Streckmetalltechnologie denkbar und erste Versuche sind bereits erfolgreich durchgeführt worden. Verbesserungspotentiale liegen bei einer noch weiteren Reduzierung von Korrosion und Wachstum. Außerdem muß, insbesondere bei Hochleistungsbatterien, die im allgemeinen einen relativ geringen Plattenabstand aufweisen, sichergestellt werden, daß keine Kurzschlüsse auftreten können.

2.3 Concast

Concast ist eine anderer Weg zu einer kontinuierlichen Plattenherstellung. Hierbei wird das Blei auf einer rotierenden Trommel abgegossen, so daß wiederum ein Gitterband entsteht. Bisher ist diese Methode in der Serienfertigung aber nur für negative Gitter im Einsatz. Es lassen sich nur relativ dünne Gitter herstellen, da sonst die Bleimenge in der Form der rotierenden Trommel zu groß wird, um schnell genug abgekühlt zu werden.

Es hat eine Reihe von Versuchen gegeben, concast auch für positive Gitter einzusetzen. Dies hat aber stets zu beträchtlichen Korrosions- und Gitterwachstumsproblemen geführt. Ein möglicher Lösungsweg ist die Verwendung eines Walzverfahrens direkt nach dem Gitterguß. Versuche mit einem solchen Verfahren, auch conroll genannt,



waren sehr erfolgreich im Hinblick auf das Erreichen außerordentlich niedriger Korrosionswerte.

Es gibt aber noch andere Probleme, für die bisher keine befriedigende Lösung gefunden werden konnte. Hierzu gehört insbesondere die Massehaftung am Gitter, die durch die eher zweidimensionale Struktur der conroll Gitter ungünstig beeinflusst wird. Durch den Einsatz spezieller Reifeverfahren wird versucht, die Massehaftung genügend zu verbessern. Bisher ist aber noch nicht erkennbar, ob conroll tatsächlich eine Alternative zu gegossenen Gittern und Streckmetall darstellt.

Die Kombination von negativen concast Gittern mit positiven conroll Gittern ist durchaus interessant, weil dadurch recht dünne Gitter erhalten werden, wie sie gerade im Bereich von Hochleistungsbatterien benötigt werden.

Eine weitere Möglichkeit, Gitter kontinuierlich herzustellen, besteht darin, ein dünnes Bleiband zu gießen und die Felder in einem nachfolgenden Prozeß auszustanzen. Ein Nachteil liegt hierbei in der relativ großen Schrottmenge des ausgestanzten Materials, die erneut dem Schmelzprozeß zugeführt werden muß. Andererseits erlaubt diese Methode, die schon für Serienfertigungen eingesetzt wird, die Herstellung relativ dünner Gitter aus Feinblei, das eine sehr geringe Korrosionsrate aufweist. Die außerordentlich niedrige Korrosionsneigung von Feinblei macht die Stanztechnik recht attraktiv für Hochleistungsbatterien mit dünnen Gittern im stand-by Bereich, wo eine lange Gebrauchsdauer verlangt wird.

2.4 Rundzellen

Feinbleigitter können aber auch noch in anderer Weise zum Einsatz kommen. Wie schon zuvor diskutiert, sind concast Gitter auf der positiven Seite nicht einsetzbar. Dies gilt aber nur solange, wie eine Blei/Calcium Legierung verwendet wird, um genügend Gitterhärte zu erreichen. Rundzellen, bei denen die mit aktiver Masse pastierten Gitterbänder zusammen mit dem Separator in Form eines Zylinders gewickelt werden, erlauben den Einsatz von recht weichen Gittern aus Feinblei. Solche Batterien werden in verschlossener Form mit AGM Separatoren bereits seit einigen Jahren in Serie gebaut.

Ein besonderer Vorteil dieses Aufbaus liegt darin, daß ein recht hoher Anpreßdruck auf den Separator ausgeübt werden kann, was bei einem prismatischen Zellenaufbau mit vielen Schwierigkeiten verbunden ist. Die hohen Satzpreßdrucke bei Rundzellen sind recht günstig bei AGM Batterien, sowohl für die Leistungsfähigkeit als auch für die Gebrauchsdauer und die Zyklenfestigkeit [16]. Auch besteht die Möglichkeit, recht dünne Platten zu verwenden, was zu sehr hohen Leistungswerten führt und dies mit einer langen Gebrauchsdauer zu verbinden.



Eine 12 V, 50 Ah Orbital Batterie mit Rundzellen wird inzwischen in Serie hergestellt für spezielle Starteranwendungen. Wegen ihrer außergewöhnlich guten Hochstromleistungsfähigkeit kommen aber auch Anwendungen im Bereich von Industriebatterien in Frage.

3 Verschlussene Bleibatterien

Unter den vielen Verbesserungen an der Bleibatterie (z.B. die Erhöhung der Energiedichte und der Zyklenzahl, die Verringerung der Selbstentladung und die Automatisierung des Herstellung) stellt die Entwicklung der verschlossenen wartungsfreien Batterie vom Rekombinationstyp, auch VRLA genannt, wahrscheinlich den größten Fortschritt der letzten Jahrzehnte dar. Die Markteinführung dieses Batterietyps hat der Bleibatterie neue Anwendungsbereiche geöffnet, wo eine Standardbatterie mit flüssigem Elektrolyten nicht eingesetzt werden kann, wenn eine saubere Batterie ohne Risiko eines Säureaustritts benötigt wird.

Es gibt noch eine Reihe weitere Vorteile. So ist ein Wassernachfüllen nicht mehr notwendig über die gesamte Gebrauchsdauer der Batterie. Auch kann die Batterie so ausgelegt werden, daß sie einen 30-tägigen Kurzschlußtest übersteht und nach dem Wiederaufladen praktisch die gleiche Kapazität wie vorher hat. Wegen des sehr geringen Wasserverbrauchs ist auch die Abgabe von Wasserstoffgas und die Selbstentladung außerordentlich niedrig. Zahlreiche Veröffentlichungen über verschlossene Bleibatterien sind in den letzten Jahren erschienen, einige Beispiele finden sich in der Literaturliste[17-23].

In verschlossenen Bleibatterien ist der Elektrolyt festgelegt, entweder in Glasfasermaten (AGM) oder als Gel mit Hilfe von Kieselsäure. Dadurch wird ein Rekombinationsprozeß möglich, bei dem Sauerstoff, der insbesondere während der Ladung an der positiven Platte entsteht, zur negativen Platte wandert und dort wieder zu Wasser rekombiniert wird. Hierdurch entsteht auch weniger Wasserstoff an der negativen Elektrode, so daß insgesamt sehr viel weniger Wasserstoff und Sauerstoff aus der Batterie herausgehen. Allerdings ist die Wasserstoffmenge nicht exakt null und der häufig verwendete Ausdruck „verschlossen“ darf nicht zu der Annahme führen, die Batterie sei gänzlich versiegelt und es gäbe überhaupt keine Wasserstoffabgabe.

Beide Technologien, Gel und AGM, haben viele Gemeinsamkeiten, aber auch einige Unterschiede. So kann bei langen Zellen nur Gel verwendet werden, andernfalls läßt sich eine merkliche Säureschichtung nicht unterdrücken. Es gibt inzwischen aber auch recht lange AGM Zellen auf dem Markt, die nur in horizontaler Lage betrieben werden, wodurch das Problem der Säureschichtung überwunden werden kann. Bei kürzeren Zellen ist beides, Gel oder AGM, möglich. AGM wird bevorzugt verwendet, wenn große

Entladeströme benötigt werden, während Gel bei besonders hohen Anforderungen an die Gebrauchsdauer und bei starkem zyklischen Einsatz Vorteile bietet.

3.1 Gel

Hier wird zur Festlegung des Elektrolyten Kieselsäure mit einer sehr großen Oberfläche von mehr als $200 \text{ m}^2/\text{g}$ verwendet. Die Primärteilchen sind außerordentlich klein. Abbildung 3 zeigt die Gelstruktur und die verschiedenen Phasen der Gelbildung.

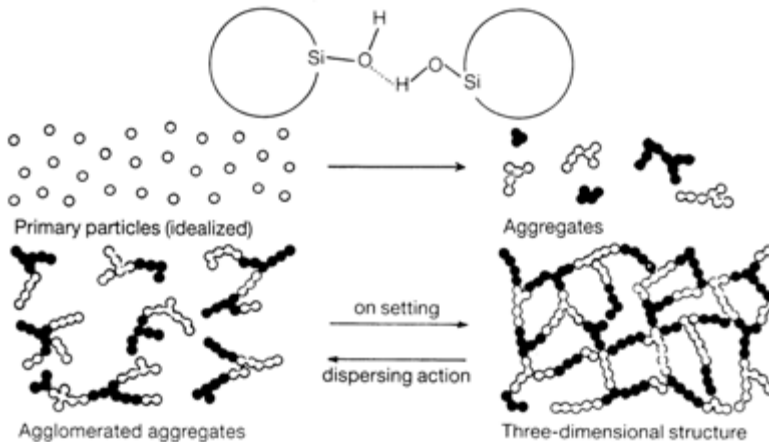


Abb. 3: Gelstruktur

Vor dem Füllen liegt eine sehr fein verteilte thixotrope Mischung von Kieselsäure mit dem Elektrolyten vor und es ist möglich, durch entsprechend starkes Rühren, die Viskosität relativ niedrig zu halten. Die Primärteilchen, die sich während der Herstellung der Kieselsäure bereits zu kleineren Aggregaten zusammengebunden haben, bilden nunmehr größere Aggregate aus, aber die Mischung verhält sich noch so, wie eine Flüssigkeit, die ohne Probleme in die Batterien gefüllt werden kann. In der Zelle aber, wo kein Rühreffekt mehr vorliegt, bildet die Kieselsäure ein dreidimensionales Netzwerk und es entsteht ein Gel. Weitere Einzelheiten zur Gelbildung und zu Alterungseffekten sind in der Literatur dargestellt [24].

Bei Gelbatterien tritt praktisch keine Säureschichtung auf, selbst wenn sehr lange Zellen zum Einsatz kommen. Säureschichtung ist ein bekanntes Phänomen bei Batterien mit flüssigem Elektrolyten und muß von Zeit zu Zeit, entweder durch stärkere Überla-



dung mit merklicher Gasung, die eine erneute Vermischung ermöglicht, oder aber durch eine Säureumwälzungsanlage beseitigt werden.

Die Geltechnologie kann sowohl für Röhrenplatten als auch für Gitterplatten eingesetzt werden. Ein Nachteil von Gelbatterien, im Vergleich zu AGM, ist der höhere elektrische Innenwiderstand, was sich besonders bei Hochstromentladungen bemerkbar macht. Auf der anderen Seite zeichnen sich Gelbatterien durch außergewöhnlich hohe Zuverlässigkeit und lange Gebrauchsdauer aus.

Eine wichtiger Anwendung von Gelbatterien liegt im Telekombereich. Für höhere Kapazitäten werden 2 V Zellen mit positiven Röhrenplatten der OPzV Baureihe eingesetzt. Untersuchungen haben ergeben, daß aufgrund des robusten Aufbaus dieses Batterietyps außergewöhnlich lange Lebenszeiten erzielt werden können, die nach den inzwischen vorliegenden Felderfahrungen zwischen 15 und 18 Jahren liegen. Da der Elektrolyt festgelegt ist, lassen sich die Zellen auch in horizontaler Position einbauen. Abbildung 4 zeigt eine 48 V 1000 Ah Gelbatterie mit 2 V OPzV A600 Zellen waagrecht in einem Gestell für Telekommanwendungen.



Abb. 4: 48 V 1000 Ah Gelbatterie mit Zellen in horizontaler Lage für Telekommanwendungen

In den letzten Jahren sind weitere Baureihen entwickelt worden, bei denen positive Gitterplatten zum Einsatz kommen und die eine deutlich höhere Energiedichte aufweisen, ohne daß ein entscheidender Rückgang der Gebrauchsdauer eintritt. Es handelt sich hierbei im wesentlichen um 6 V und 12 V Monoblocke mit Kapazitäten zwischen 5 und 180 Ah.



Die außerordentlich gute Zyklusfestigkeit ist ein weiterer Vorteil der Gelbatterien und macht deren Einsatz in verschiedenen Traktionsanwendungen möglich. Das Ergebnis von einem 80 % DOD Zyklentest mit 6 V, 240 Ah Gelbatterien mit positiven Gitterplatten ist in Abbildung 5 dargestellt. Alle 50 Zyklen wurde ein Kapazitätstest durchgeführt. Über einen langen Zeitraum bleibt die Kapazität sehr stabil und erst nach mehr als 600 Zyklen tritt ein Rückgang auf. Die 80 % Grenze wird bei etwa 800 Zyklen erreicht.

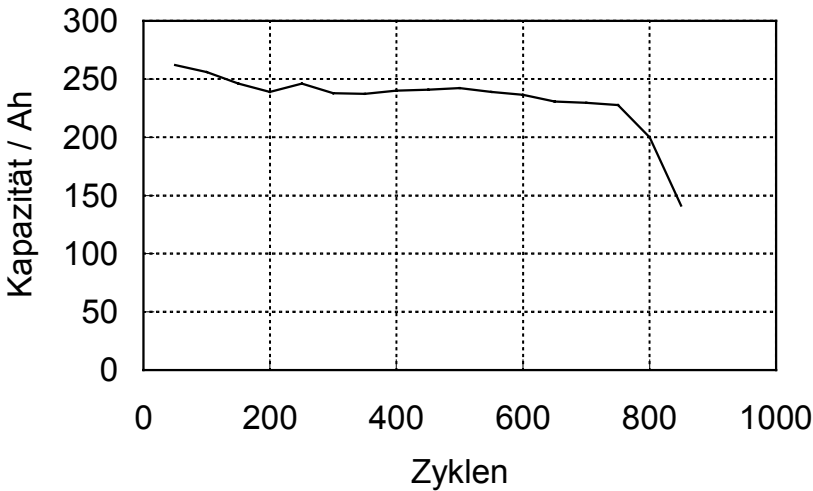


Abb. 5: Zyklentest (80 % DOD) einer Gelbatterie

3.2 AGM

Bei AGM Batterien ist der Elektrolyt festgelegt in Glasfaserseparatoren mit sehr hoher Porosität von mehr als 90 %, ein typischer Wert liegt bei 93 %. Es handelt sich hierbei um außergewöhnlich dünne Fasern. Die mittlere Porengröße der Glasfasermatten liegt bei wenigen μm . Entsprechend hoch sind die Kapillarkräfte. Abbildung 6 zeigt vergrößert einen Ausschnitt eines typischen AGM Separators.

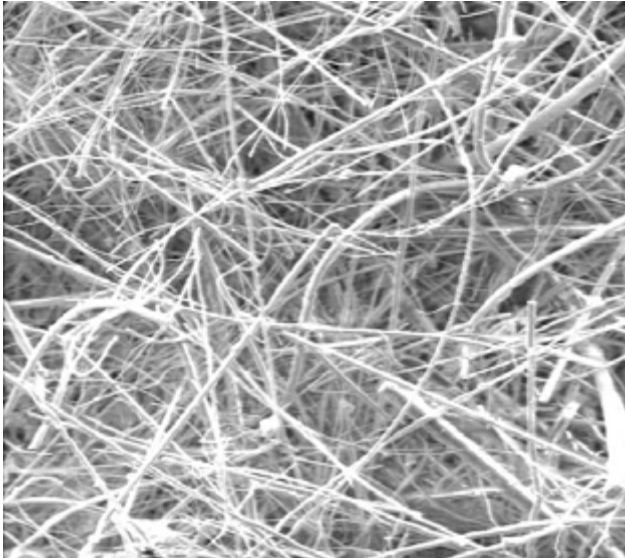


Abb. 6: Vergrößerte Aufnahme (500-fach) eines AGM Separators

Extrem dünne Fasern sind sehr viel teurer als etwas dickere und deshalb wird als Kompromiß oft eine Mischung aus z.B. 1/3 dünnen und 2/3 dickeren Fasern eingesetzt. Die Entscheidung über den günstigsten Gehalt an dünneren Fasern wird auch von den Anforderungen an die mechanischen Eigenschaften des Separators beeinflusst. Neuere Untersuchungen an AGM Batterien haben gezeigt, daß für bestimmte Anwendungen ein höherer Gehalt an dünnen Fasern günstig ist, um eine Säureschichtung genügend weit zu unterdrücken.

In den letzten Jahren hat es intensive Arbeiten zur weiteren Verbesserung des AGM Separators gegeben. Hierbei ging es insbesondere um die Parameter Kompressibilität und Erhalt der Rückstellkraft bei höheren Anpreßdrücken [25,26]. Auch wenn Separatoren mit 100 % Glasfasern besonders vorteilhaft sind zum Festhalten des Elektrolyten, gibt es inzwischen auch Typen mit einem kleinen Anteil an Fasern aus Kunststoff. Dadurch werden die mechanischen Eigenschaften deutlich verbessert. Dies ist insbesondere interessant für Hochleistungsbatterien mit dünnen Platten und nur geringen Plattenabständen, wo dann die sichere Vermeidung von Kurzschlüssen eine wichtige Rolle spielt. AGM Batterien werden in der Regel als 6 V und 12 V Module mit Kapazitäten von bis zu 180 Ah gebaut. In Einzelfällen kommen aber auch noch größere Einheiten zum Einsatz.



Es wurde eine neue AGM Baureihe entwickelt, bei der durch den Einsatz einer verbesserten Gitterlegierung eine Gebrauchsdauer von 10 Jahren im Ladeerhaltungsbetrieb erreicht werden kann. Dies ist insbesondere deshalb bemerkenswert, weil es verknüpft ist mit einer sehr hohen Leistungsdichte von 180 W/l über eine Entladezeit von 15 Minuten. Die abgegebene Leistung pro Zelle einer solchen Batterie mit einer 10-stündigen Nennkapazität von 40 Ah für verschiedene Entladezeiten zwischen 3 und 60 Minuten und verschiedenen Entladeschlußspannungen zwischen 1,60 und 1,90 V/Zelle ist in Abbildung 7 dargestellt. So liegt z.B. die abgegebene Leistung bei mehr als 2000 W/Zelle für eine Entladezeit von 5 Minuten.

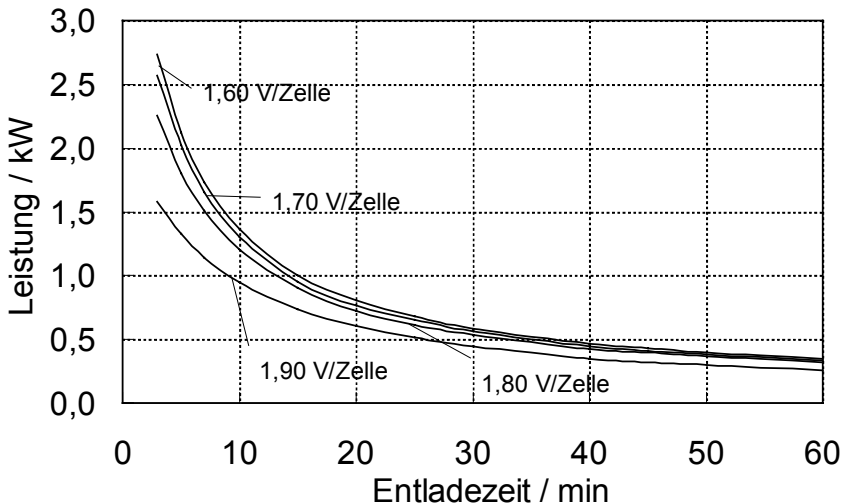


Abb. 7: Entladeleistungen pro Zelle einer 40 Ah AGM Batterie über 3 bis 60 Minuten

Kürzlich wurde eine weitere Baureihe mit noch höherer Leistungsdichte von mehr als 200 W/l bei einer 15-minütigen Entladung entwickelt. Allerdings liegt hier die Gebrauchsdauer bei etwa 5 Jahren. Diese Batterien werden im wesentlichen im USV Bereich eingesetzt.



4 Autobatterien

Während Industriebatterien in verschlossener Ausführung schon lange erfolgreich verwendet werden, war der Einsatz von verschlossenen Starterbatterien bisher auf einige Spezialfälle beschränkt. Die Zurückhaltung der Automobilindustrie lag im wesentlichen an den höheren Preisen solcher Batterien. Außerdem war ein Vorteil der verschlossenen Batterietechnik, nämlich das Wegfallen des Wassernachfüllens, durch bestimmte konstruktive Maßnahmen bei einigen Typen von Autobatterien mit flüssigem Elektrolyten bereits erreicht worden.

Höhere Anforderungen an die moderne Autobatterie, insbesondere an die Zyklenfestigkeit bei gleichzeitig sehr hohen Kaltstartströmen haben aber inzwischen einen Umdenkprozeß in die Wege geleitet. Es gibt bereits Testreihen mit AGM Batterien im Feld und es kann davon ausgegangen werden, daß solche Batterien zunehmend in Kraftfahrzeugen eingesetzt werden. Eine Steuerung der Ladespannung über die Batterietemperatur erscheint allerdings unbedingt notwendig zu sein.

4.1 Elektrofahrzeuge

Verschlossene Bleibatterien werden schon seit vielen Jahren für Elektrofahrzeuge eingesetzt. Es kommen bevorzugt Bleibatterien zum Einsatz, obwohl deren relativ niedrige Energiedichte, die Reichweite des Fahrzeugs stark einschränkt. Der Kostenfaktor spielt auch hier wieder eine große Rolle. Elektrofahrzeuge sind bis jetzt aber ein Nischenmarkt geblieben und es ist, entgegen früheren Annahmen, auch nicht mit einer deutlichen Steigerung in den nächsten Jahren zu rechnen.

Die Batterieindustrie hat in den letzten Jahren große Anstrengungen unternommen, die Zyklenfestigkeit von VRLA Batterien, entsprechend den Anforderungen eines Elektrofahrzeugs (hohe pulsformige Entladeströme), zu verbessern [3,27]. Auch eine effektive und schnelle Aufladung ist für diesen Anwendungsbereich wichtig. Das Verhalten einer 12 V, 60 Ah AGM Batterie während einer Aufladung mit 100 A und einer Spannungsbegrenzung von 14,40 V ist in Abbildung 8 dargestellt. Diese Batterie wurde zuvor zu 100 % entladen. Es ist zu erkennen, daß die Batterie den recht hohen Strom von 100 A über etwa 20 Minuten aufnehmen kann. In dieser Zeit wurden mehr als 50 % der zuvor entnommenen Ah wieder eingeladen. Nach einer Stunde ist der Ladestrom bereits weit zurückgegangen und der Ladezustand der Batterie auf 90 % angestiegen.

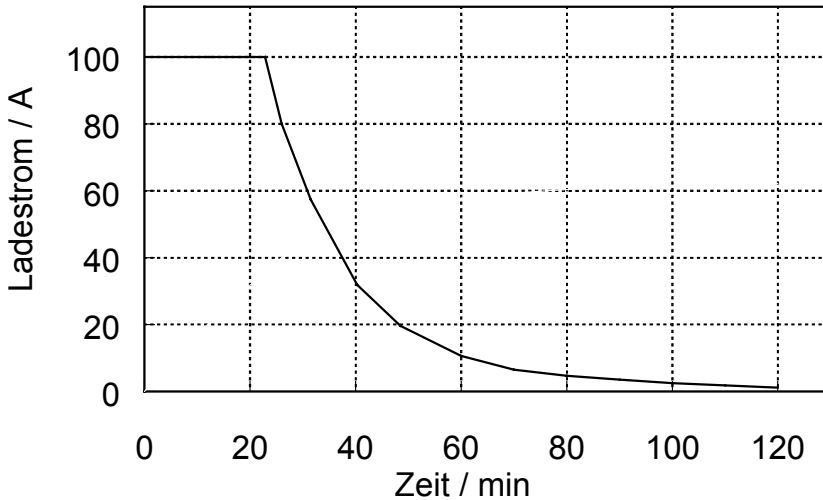


Abb. 8: Aufladung einer 12 V, 60 Ah AGM Batterie mit 100 A und 14,40 V

Es ist eine wichtige Eigenschaft von Hochleistungs-AGM-Batterien, daß sie sich sehr schnell auf einen Ladezustand von etwa 50 % bringen lassen und auch noch recht schnell weiter bis auf etwa 90 % geladen werden können. Die letzten Prozentpunkte erfordern dann aber eine wesentlich längere Zeit. Steht nur eine Stunde Ladezeit zur Verfügung, so muß also mit einer etwas geringeren verfügbaren Kapazität gerechnet werden.

Das hier dargestellte Ladeverhalten gilt für AGM Batterien mit mittlerer Plattendicke, wie sie heute häufiger eingesetzt werden. Ziel ist es, zukünftig dünnere Platten zu verwenden, um noch höhere Leistungsdichten zu erhalten. Dies wird auch zu noch besseren Aufladbarkeiten führen. Der Temperaturanstieg in der Batterie während einer solchen Schnellladung wurde ebenfalls untersucht [28]. Die Temperaturerhöhungen sind beträchtlich, aber nicht so hoch, um deshalb auf Schnellladungen zu verzichten. Wichtig ist jedoch, eine Spannungsbegrenzung vorzusehen und bei zu hoher Batterietemperatur eine Stromreduzierung vorzunehmen. Untersuchungen haben gezeigt, daß bei Kontrolle des Ladestromes über die Ladespannung und die Temperatur, die Gebrauchsdauer von AGM Batterien durch Schnellladung nicht reduziert wird [27].

Eine Alternative zum Elektroauto ist das Hybridfahrzeug, das neben dem herkömmlichen Verbrennungsmotor auch einen Elektromotor und eine Antriebsbatterie besitzt. Die verwendeten Batterien sind deutlich kleiner als bei einem Elektrofahrzeug und



müssen damit noch höhere spezifische Entladeströme liefern. Dies erfordert Bleibatterien mit außerordentlich hohen Entladeleistungen bei gleichzeitig genügend großer Zyklusfestigkeit. Ähnlich wie beim Elektroauto handelt es sich auch hier um einen Nischenmarkt. Ein Serieneinsatz solcher Hybridfahrzeuge ist bisher nicht erkennbar.

4.2 Neue Konzepte / 42 V Bordsysteme

Die Automobilindustrie beschäftigt sich sehr intensiv mit einer weiteren Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und bei einigen Projekten spielen Batterien eine wichtige Rolle. Diese neuen Konzepte werden einen starken Einfluß auf die Batterietechnik nehmen. Ein Punkt hierbei ist die Einführung eines Starter/Generator Systems, bei dem eine elektrische Maschine beide Funktionen (Starter und Generator) übernimmt. Darüber hinaus werden aber auch Traktionsaufgaben in den Beschleunigungsphasen des Fahrzeugs übernommen. Weiterhin soll die Bremsenergie genutzt werden zum Laden der Batterie.

Eine solche Anwendung stellt hohe Ansprüche an die Batterie und führt zu einer starken zyklischen Beanspruchung mit zum Teil sehr hohen Strömen. Hierzu wird die Entwicklung von AGM Batterien mit sehr guter Zyklusfestigkeit und hoher Ladungsaufnahme benötigt. Die zuvor bereits vorgestellten heutigen AGM Hochleistungsbatterien in prismatischer Bauart oder als Rundzelle bilden hier eine gute Ausgangsbasis.

Eine wichtige Rolle in den neuen Konzepten spielt die Erhöhung der Bordnetzspannung auf 42 V. Dafür werden 36 V Batterien benötigt. Weiterhin muß beachtet werden, daß in modernen Kraftfahrzeugen immer mehr elektrische und elektronische Komponenten, z.B. elektrische Motoren, Computersysteme, Telefon, Navigationsanlagen und vieles mehr, eingebaut werden. Dementsprechend steigt der Bedarf an elektrischer Energie, die jederzeit zur Verfügung stehen soll, immer weiter an und die einzige Energiequelle neben der Lichtmaschine ist die Batterie.

Daher wird auch an Konzepten gearbeitet, bei denen zwei oder sogar noch mehr Batterien in einem Fahrzeug zum Einsatz kommen. Die einzelnen Batterien sind dann jeweils auf eine Aufgabe hin spezialisiert. So kann z.B. eine Batterie alle Hochstromaufgaben übernehmen, während eine zweite Batterie die Bordnetzversorgung mit mittleren und kleinen Entladeströmen vornimmt. Allgemein wird heute davon ausgegangen, daß nur die verschlossene Batterietechnik verwendet wird. Bei einem Konzept mit mehreren Batterien könnte hier sowohl AGM (für hohe Entladeströme) als auch Gel (für mittlere und kleine Entladeströme) zum Einsatz kommen. Dies erfordert unbedingt die Verwendung von Batteriemanagementsystemen. Entwicklungen an solchen Systemen werden zur Zeit durchgeführt.



5 Ausblick

Im Autobatteriebereich haben die neuen Konzepte einen bedeutenden Einfluß auf die Batterieentwicklung genommen. Bis zu einer technischen Realisierung und einem Einsatz in Großserie werden allerdings noch einige Jahre vergehen. Aus Kostengründen kann davon ausgegangen werden, daß die Bleibatterie zum Einsatz kommt. Es werden verschlossene Batterien sein, insbesondere AGM Hochleistungsbatterien. Es gibt aber auch Konzepte mit Gelbatterien, wenn mehr als eine Batterie verwendet wird.

Auch im Bereich der Industriebatterien wird die verschlossene Ausführung, sowohl Gel als auch AGM, immer mehr die Standardtype mit flüssigem Elektrolyten ersetzen. Bei USV Anwendungen geht die Entwicklung zu noch höheren Leistungsdichten bei kurzen Entladezeiten. Eine Leistungsdichte von 220 W/l über 15 Minuten ist hierbei keineswegs unrealistisch und Prototypen sind bereits gebaut worden. Hierzu werden sehr dünne Gitter mit entsprechend kleinen Plattenabständen benötigt. Neben der Korrosionsfestigkeit der Gitter spielt auch das sichere Vermeiden von Kurzschlüssen bei einem solchen Design eine wichtige Rolle.

Bei Telekombatterien wird die weitere Erhöhung der Energiedichte im Vordergrund stehen, jedoch weiterhin verbunden mit einer hohen Zuverlässigkeit und langen Gebrauchsdauer. Auch nimmt der Bedarf zu an Batterien mit einem sogenannten „Front Terminal“ Design, bei dem beide Pole an der vorderen Stirnwand der Batterie angeordnet sind.

Die Bleibatterie wird in ihren traditionellen Anwendungsbereichen auch in den nächsten Jahrzehnten das am meisten verwendete Energiespeichersystem bleiben, wobei ein immer größerer Anteil hiervon verschlossene Batterien sein werden.



6 Literatur

- /1/ R. Wagner, J. Power Sources, 53 (1995) 153
- /2/ R. Wagner, P. Scharf, Proc. 30th Int. Symp. Automotive Technology and Automation, Florence, Italy, 1997
- /3/ I. Dreier, F. Saez, P. Scharf, R. Wagner, J. Power Sources, 85 (2000) 117
- /4/ R.D. Prengaman, J. Power Sources, 95 (2001) 224
- /5/ R. Kießling, J. Power Sources, 19 (1987) 147
- /6/ R. Wagner, in H. Kahlen, Batterien, Vulkan, Essen 1992
- /7/ R. Wagner, VDI Berichte, 1058 (1993) 131
- /8/ H. Dominik, G.K. Krämer, B. Voigt, Proc. 21th IECEC, San Diego, CA, USA; 1986
- /9/ R. Kießling, J. Power Sources, 19 (1987) 227
- /10/ R. Wagner, J. Power Sources, 67 (1997) 163
- /11/ R. Wagner, H.-U. Koch, Tagungsband 2. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 1997
- /12/ R. Wagner, M. Schroeder, T. Stephanblome, E. Handschin, J. Power Sources, 78 (1999) 156
- /13/ R. Wagner, J. Electrochem. Soc., 143 (1996) 139
- /14/ M.D. Achtermann, M.E. Greenle, J. Power Sources, 33 (1991) 87
- /15/ S. Fouache, J.P. Douady, G. Fossati, C. Pascon, J. Power Sources, 67 (1997) 15
- /16/ F. Trinidad, F. Saez, J. Valenciano, J. Power Sources, 95 (2001) 24
- /17/ R.F. Nelson, J. Power Sources, 31 (1990) 3
- /18/ H. Tuphorn, J. Power Sources, 31 (1990) 57
- /19/ D. Berndt, Maintenance-Free Batteries, Research Studies Press, Taunton, Sommerset, UK, 1993
- /20/ R. Wagner, Proc. 11th Int. Lead Conf., Venice, Italy, 1993
- /21/ F.A. Fleming, P. Shumard, B. Dickinson, J. Power Sources, 78 (1999) 237



- /22/ D. Berndt, J. Power Sources, 95 (2001) 2
- /23/ R. Wagner, D.U. Sauer, J. Power Sources, 95 (2001) 141
- /24/ F. Kramm, H. Niepraschk, INTELEC 1999, Conf. Proc., Kopenhagen, Danmark
- /25/ G.C. Zguris, J. Power Sources, 67 (1997) 307
- /26/ C. Pendry, J. Power Sources, 78 (1999) 54
- /27/ R. Wagner, W. Bögel, J.-P. Büchel, Proc. 29th Int. Symposium Automotive Technology and Automation, Florence, Italy, 1996
- /28/ P. Häring, H. Giess, J. Power Sources, 95 (2001) 153



Alkalische Batteriesysteme für Hybrid-Elektrostraßenfahrzeuge und Anwendungen im Industriebereich

Dr. Detlef Ohms, Dr. Gunter Schädlich
Hoppecke Batteriesysteme GmbH
Gewerbegebiet Brenecketal
D-59929 Brilon
Tel.: (02963) 61484, Fax.: (02963) 61493
E-mail: hoppecke.gtg.ohms@t-online.de

1 Einleitung

Die Entwicklung und Nutzung alkalischer Batterien im industriellen und Fahrzeugeinsatz begann vor etwas mehr als 100 Jahren mit den Arbeiten von Jungner und Edison zu Nickel-Cadmium- und Nickel-Eisenbatterien. Im vergangenen Jahrhundert wurden insbesondere Nickel-Cadmium-Batterien aufgrund ihrer erwarteten hohen Lebensdauer und Robustheit im Betrieb bevorzugt in industriellen Anwendungen eingesetzt.

Im industriellen Sektor und auch bei einer Reihe von portablen Anwendungen mit hohen Leistungsforderungen ist jedoch das Nickel-Cadmium-System bisher durch kein anderes Batteriesystem ersetzbar. Durch die Entwicklung von neuen Wasserstoffspeicherlegierungen wurde es jedoch möglich, für bestimmte Anwendungsfelder Alternativen in Form der Nickel-Metallhydridzellen bereitzustellen. Insbesondere die höhere Energiedichte, aber auch der Ersatz des Cadmiums machen dieses System für den Einsatz in Hybridfahrzeugen interessant. Daneben wird dieses für eine Vielzahl portabler elektrischer und elektronischer Geräte angewendet.

2 Neue Alkalische Batterien für Industrieranwendungen

2.1 Aufbau und Anwendung von FNC®- Batterien

Hoppecke Batterie Systeme GmbH (HBS) fertigt seit mehr als zwanzig Jahren alkalische Batterien unter Verwendung von speziellen Faserstrukturelektroden. Die Elektrodenmaterialien werden dabei in eine Matrix eingebracht, die aus einem vernickelten Faserstoff besteht. Der Vorteil dieses Trägermaterials besteht darin, daß es die Aktivmasse dauerhaft elastisch und gut elektrisch leitend fixiert. Dadurch erzielt man eine hohe Lebensdauer und Zyklenfestigkeit. Ein weiterer Vorzug besteht darin, daß es möglich ist, die Form und Dicke der Elektroden den Anforderungen in weiten Grenzen anzupassen.

sen. Durch die gute Kontaktierung des Aktivmaterials erübrigen sich Leitzusätze, wie sie in anderen alkalischen Batterien benötigt werden und Probleme beim Langzeitverhalten liefern können.

Auf der Basis dieser Elektrodenstrukturen wird ein weites Feld an Belastungstypen alkalischer Batterien produziert, da sich durch die Elektrodendicke das Verhältnis zwischen flächenspezifischer Kapazität und flächenspezifischer Leistung (Stromdichte) in den Zellen verändern läßt. Die höchstbelastbaren Zellen (X, XX) dienen der Bereitstellung von elektrischen Leistungen im Sekunden und Minutenbereich, die Baureihe L ist mehr bei einfachen Notstromversorgungsanlagen mit Entladezeiten von mehreren Stunden einsetzbar.



Abb. 1: FNC-A Industriezelle

In industriellen Anlagen werden wartungsarme Batterien benötigt, bei denen nur in größeren zeitlichen Abständen ein minimaler Service geleistet werden kann. Alkalische Batterien werden einer solchen Anforderung gerecht, wobei der notwendige Service meist auf die Ergänzung von Batteriewasser (Verdunstungs- und Elektrolyseverluste) beschränkt werden kann /1/, /2/.

Die Langlebigkeit der alkalischen Batterien ergibt sich auch daraus, daß die Zellen bei Potentialen betrieben werden, bei denen Nebenreaktionen (z.B. Gasentwicklung durch Elektrolytzersetzung) und Korrosion der Zellkomponenten stark behindert sind. Im Unterschied zu Bleiakkumulatoren entstehen prinzipiell auch keine korrosiv wirkenden Gase.

Durch die Gewährleistung eines sogenannten Sauerstoffzyklus beim Überladen von verschlossenen (hermetisierten) Zellen werden Elektrolytverluste ausgeschlossen. Solche Zellen (FNC-RECOM) auf der Basis von Faserstrukturelektroden wurden vor einigen Jahren von der Deutschen Automobilgesellschaft DAUG entwickelt und als Antriebs- bzw. Hybridbatterien in einer Vielzahl von Fahrzeugen eingesetzt.

Anwendungsfelder für FNC-Zellen erstrecken sich auf stationäre Anwendungen (z.B. Bereitschaftsparallelbetrieb), mobilen Einsatz in Eisenbahnen (zyklische Anwendungen mit verschiedenen Ladetechniken), Fahrzeuganwendungen (periodischer Betrieb) und führerlosen Transportsystemen (FTS), bei denen die Batterieladung in einem Kapazitätsfenster entnommen und in zeitlich stark begrenzten Intervallen wieder zurückgeführt wird. Die Vorzüge alkalischer Batterien werden insbesondere bei extremen klimati-



schen Anforderungen deutlich. Aufgrund der konstanten Zusammensetzung des Elektrolyten kann unter speziellen Voraussetzungen eine Einsatzmöglichkeit bis ca. -50°C erzielt werden. Bei erhöhten Temperaturen kommt es durch Verschlechterung der Ladungsannahme und der Erhöhung der Selbstentladung zu Einschränkungen und zu einem Kapazitätsverlust. Im Vergleich zu anderen Batterien ist dieser Effekt jedoch deutlich kleiner, so daß auch in höheren Temperaturbereichen verstärkt Ni/Cd-Batterien zum Einsatz kommen /3/.



Abb. 2: FNC Telekommunikationsbatterie

2.2 Neue Entwicklungen von alkalischen Batterien auf der Basis des FNC-Systems für spezielle Anwendungen

In den letzten Jahren wurde durch Veränderung des Aufbaus der FNC-Zellen eine Verbesserung der Ladungsannahme bei vergleichsweise niedrigeren Ladespannungen angestrebt. Bei einer Reihe von Anlagen begrenzt der starke Anstieg des Potentials der negativen Elektrode die weitere Ladungsannahme, ohne daß es zu einer vollständigen Aufladung der positiven Elektrode kommt. Damit geht bei dauerndem zyklischen Betrieb die verfügbare Ladung in der Batterie zurück. Da die Ladespannung häufig durch das Lastsystem begrenzt wird, ist man interessiert, die Differenz zwischen Lade- und Entladespannung zu minimieren. Eine Möglichkeit dazu besteht, wenn man den bei gasdichten Zellen verwendeten Sauerstoffzyklus benutzt und auf die übliche Bauweise (Zellen mit Klappstopfen) überträgt. Dazu wird ein Separator verwendet, der partiell gasdurchlässig ist. Bei Erreichen des Vollladezustandes der Positiven gelangt Sauerstoff zu der überdimensionierten Negativen und verhindert bzw. begrenzt den Potentialanstieg, da der Sauerstoff an dieser Elektrode umgesetzt wird.

Im Unterschied zu den gasdichten Zellen besitzt die Zelle weiterhin einen Elektrolytüberschuß und damit eine höhere Wärmekapazität, was sich günstig auf ihr thermisches Verhalten und die Nachfüllintervalle (Elektrolytreserve) auswirkt. Durch zusätzliche Maßnahmen wird der Sauerstofftransfer- und die Rekombinationsreaktion begrenzt. Da die Zellen so betrieben werden, daß sie kaum Gas freisetzen, kann man sie als "semi-sealed" ausführen. Ein Ausschnitt des Betriebsverhaltens in einem automatisch arbeitenden führerlosen Transportsystem ist in dem folgenden Diagramm dargestellt /4/.

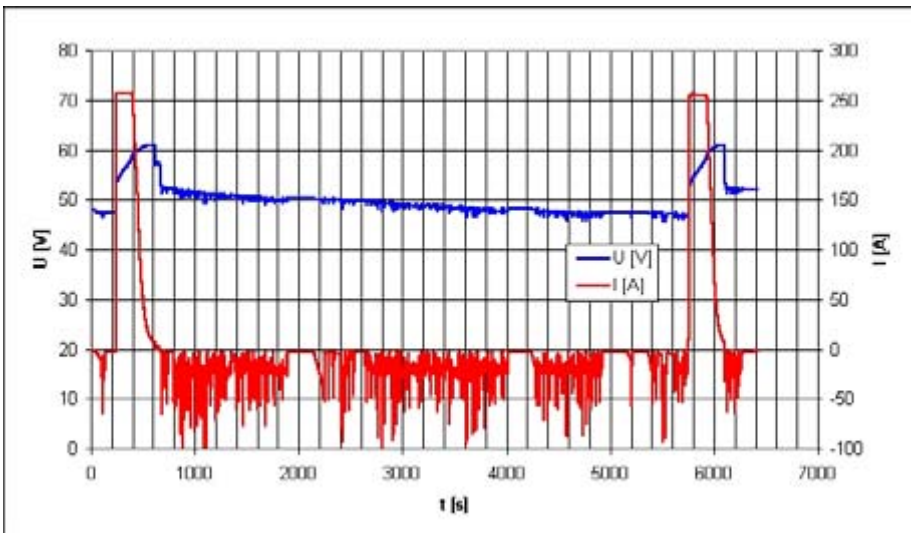


Abb. 3: Spannung und Strom in einem führerlosen Transportsystem (FNC-A 125 Ah)

2.3 Nickel-Metallhydrid-Batterien für industrielle Anwendungen

Für die Entwicklung von Nickelmetallhydridzellen für industrielle Anwendungen sprechen mehrere Gründe. Einerseits ist es möglich, weit höhere Energiedichten bei kompaktem Aufbau zu erzielen als mit Ni/Cd Zellen. Ein wesentlicher Punkt ist die Tatsache, daß eine weitgehende Spannungscompatibilität zu Ni/Cd bei der Entladung vorliegt, so daß ein einfache Substitutionsmöglichkeit besteht.

Unterschiedlich ist jedoch das Ladungsverhalten im Vergleich zu Ni/Cd zu bewerten. Wesentlich ist der deutlich kleinere Potentialabfall bei Erreichen des Vollladezustandes der Negativen. Während bei der Cd-Elektrode durch die starke Hemmung der Wasserstoffabscheidung eine deutliche Zunahme der Zellspannung beobachtet wird, ist bei der MH-Speicherelektrode keine deutliche Stufe erkennbar. Die Zellspannung erhöht sich bei Erreichen des Vollladezustandes nicht deutlich, sondern nimmt sogar - bedingt durch den negativen Temperaturgradienten der Zellspannung und der Wärmeproduktion durch Sauerstoffüberführung - ab. Dieses Verhalten wird bei relativ kleinen Zellen (Consumeranwendungen) zur Steuerung des Ladeprozesses genutzt. In industriellen Anwendungen ist das durch die Sauerstoffüberführung bedingte niedrigere Ladespannungsniveau im Vergleich zu Ni/Cd von Interesse, jedoch ist die üblicherweise genutzte Konstanzspannungsladung nicht einsetzbar.

Ein weiterer Vorteil ist in der Zuverlässigkeit zu sehen. Die Speicherung des Wasserstoffs in der Speicherlegierung ist ein elektrochemisch leicht umkehrbarer Vorgang. Da



keine löslichen Komponenten auftreten, besteht praktisch keine Tendenz zu einer Dendritenbildung, wie sie bei Elektroden auftreten kann, bei denen ein Löslichkeitsgleichgewicht einer Komponente vorliegt (besonders die Zinkelektrode, aber auch in geringem Maße die Cadmiumelektrode neigen zur Dendritenbildung und Veränderungen der Abscheidungsform). Durch die mögliche Wasserstoffaufnahme der Negativen über die Gasphase wird auch ein verbessertes Tiefentladeverhalten erreicht.

Als Nachteile des Ni/MH-Systems sind anzuführen, daß bei tiefen Temperaturen der Transport und die Reaktionen des Wasserstoffs in der Speicherlegierung zur deutlichen Verstärkung der Zellpolarisation führen. Zudem ist die Speicherlegierung deutlich kostenintensiver als die Cadmiumelektrode.

Auf der Basis des Faserstrukturträgers gelang es, Nickel-Metallhydridzellen für industrielle Anwendungen mit Kapazitäten von über 130 Ah herzustellen und zu betreiben.

Entladecharakteristik, Belastungsverhalten und Zyklenstabilität ähneln denen von vergleichbaren Ni/Cd-Zellen. Der Einsatz setzt eine modifizierte Steuerung des Ladeprozesses voraus.

3 Alkalische Hochleistungsbatterien für Hybridfahrzeuganwendungen

3.1 Batterieauswahl in elektrisch betriebenen Fahrzeugen

Elektrische Straßenfahrzeuge wurden in den vergangenen Jahren immer wieder als eine Alternative zu Verbrennungsmotoren betrachtet und untersucht. Diese Konzepte konnten sich jedoch nicht durchsetzen, weil die Energiespeicherung in den Batterien gegenüber dem Verbrennungsantrieb wesentliche Nachteile aufwies. Dazu gehört die Einschränkung der Reichweite durch die Dimensionierung des Batteriespeichers, die Problematik der Infrastruktur für die schnelle Aufladung der Fahrzeuge und letztendlich auch die unzureichenden ökologischen Vorteile. Auch wenn große Fortschritte in der Batterietechnik und den Fahrzeugkonzepten erreicht werden konnten, gelang es nicht, diese Hürden in Hinblick auf einen vollelektrischen Antrieb zu überwinden, obwohl der elektrische Antriebsstrang prinzipielle Vorzüge gegenüber dem Verbrennungsmotor besitzt. Auch neue Hochenenergiebatterien, wie z.B. Metall-Luft-Zellen, können diese Begrenzung nicht überwinden, da sich diese Systeme nicht vollständig aufladbar gestalten lassen und damit in bestimmten Abständen eine aufwendige Regenerierung erfordern. Hochtemperaturbatterien, mit denen sich höhere Energiedichten bei der Speicherung erzielen lassen, weisen Nachteile durch die thermische Selbstentladung oder die Begrenzungen bei thermischen Zyklen auf.

Der Ersatz der Methode der Energieumwandlung chemischer in mechanische Energie durch die effizientere Umsetzung (Vermeidung der Carnot'schen Begrenzung) des Brennstoffs in einer Brennstoffzelle und einem elektrischen Antriebsstrang führt zu ei-



ner kostenaufwendigen Auslegung der Brennstoffzelle auf die maximale Antriebsleistung und eine hohe Betriebsdynamik.

Im Unterschied dazu ergeben sich durch einen hybridischen Antrieb die Vorteile, daß die Reichweite nur durch das Primärsystem bestimmt wird, eine Rückgewinnung von Energie aus der Fahrverzögerung möglich ist und der primäre Energiewandler für geringere Spitzenleistungen ausgelegt werden kann. Als Leistungspuffer kommen prinzipiell mechanische, elektrische und batterietechnische Lösungen in Betracht. Als elektrochemische Speicher kommen solche Batteriesysteme in Frage, die hohe Leistungen sowohl annehmen als abzugeben in der Lage sind. Diese Batterien müssen eine extreme Zyklenfestigkeit aufweisen. Damit scheidet Systeme aus, bei denen Nebenreaktionen (Elektrolytzersetzung, Korrosion) aufgrund der Potentiallage nicht vermieden werden können. Die hohen Leistungsforderungen setzen niederohmige Komponenten voraus. Um einen engen Aufbau zu gewährleisten darf sich die Leitfähigkeit des mengenmäßig begrenzten Elektrolyten bei Betrieb nicht verschlechtern. Das schränkt die Systemauswahl auf solche Batterien ein, bei denen sich der Elektrolyt beim Betrieb nicht wesentlich verändert. Aufgrund dieser Einschränkungen kommen vor allem Ionen-shuttle Systeme in Betracht. Insbesondere das Nickel-Metallhydridsystem erfüllt diese Anforderungen. Bei dem Lithium-Ionensystem, das auf einem nicht-wäßrigen Elektrolyten beruht, sind für einen solchen Einsatz noch eine Reihe von ungelösten Problemen vorhanden.

Als Anforderungen an das Speichersystem im Hybridfahrzeug lassen sich daher neben der Zyklenfestigkeit, ein niedriger spezifischer Innenwiderstand und Hochstromfestigkeit formulieren. Da die erforderliche Betriebsspannung die Reihenschaltung einer Vielzahl von Zellen erfordert, müssen chemische Ausgleichsprozesse existieren, die eine Zerstörung bei Überladung oder Tiefentladung einzelner Zellen verhindern. Daneben stellen Gewicht und Kosten (die jedoch beide durch eine erhöhte Leistungsfähigkeit verringert werden können) neben der Lebensdauer und der Zuverlässigkeit entscheidende Kriterien dar.

3.2 Bipolare Ni-MH-Batterien als Leistungsspeicher

Der bipolare Aufbau eines Speicherelementes ermöglicht es, unter bestimmten Voraussetzungen die Leistungsfähigkeit eines Batteriesystems deutlich zu steigern. Bei einem solchen System erfolgt der Stromtransport durch die bipolare Verbindungswände zwischen den sub-Zellen des Stacks auf dem gesamten Querschnitt, so daß die Widerstände minimiert werden.

Die Voraussetzungen für die Gestaltung eines bipolaren Systems bestehen darin, ein elektrochemisch stabiles System, bei dem der Elektrolyt weitgehend indifferent in Bezug auf die Zellreaktion und in den sub-Zellen fixiert ist, zu finden. Die bipolaren Verbindungselemente und passiven Bauteile dürfen in dem System nicht zur Korrosion neigen



und müssen ein Elektrolytkriechen verhindern. Druckunterschiede zwischen den sub-Zellen dürfen die Funktionsweise des Stack nicht beeinflussen.

Die bisherigen Versuche, Batterien bipolar zu gestalten, scheiterten in der Vergangenheit daran, daß es nicht gelang, diese Bedingungen mit anderen elektrochemischen Zellen zu erfüllen.

HBS setzte in den vergangenen Jahren eine bei der DAUG begonnene Entwicklung erfolgreich im Rahmen eines Projektes, das durch das BMWi gefördert wurde, fort. /5/. Es konnte der Nachweis erbracht werden, daß die Leistungsdaten einen Einsatz im Hybridfahrzeug entsprechen. Beim bipolaren NiMH-System werden die einzelnen sub-Zellen direkt, ohne Verwendung von Zellverbindern, hintereinander geschaltet und in einem gemeinsamen Gasraum betrieben. Damit können Einheiten mit höheren Spannungen gebaut und betrieben werden. Aufgrund der diskutierten Bordnetzspannung von 42 V wurden bevorzugt Musterstacks in der Spannungslage von 36 V getestet, obwohl auch höhere Spannungslagen realisiert werden konnten. Die Kapazitäten lagen dabei zwischen 1.7 und 7.5 Ah.



Abb. 4: Bipolarer Stack 1.7 Ah, 36 V

Ein Beispiel für einen solchen bipolaren Stack ist im folgenden Bild dargestellt. Aufgrund einfacherer technischer Lösungen wurden die Laborstacks zunächst in zylindrischer Form dargestellt. /6/, /7/, /8/. Es muß bemerkt werden, daß die Kapazität relativ klein ist, da die sub-Zellen nur jeweils aus einer Elektrode bestehen. Das Verhältnis zwischen Leistung und Energieinhalt ist jedoch durch den niedrigen Innenwiderstand, der bei ca. 20 mOhm Ah pro sub-Zelle liegt, vergleichsweise hoch und entspricht den Anforderungen, wie sie für Hybridfahrzeuge bestehen.

Aus Messungen kann ein Momentanleistungsdiagramm für einen solchen Stack ermittelt werden. In der folgenden Abbildung sind die Leistungs- und Spannungskurven nach Entnahme von 10% der Nennkapazität für Entladung und Ladung bei Raumtemperatur dargestellt.

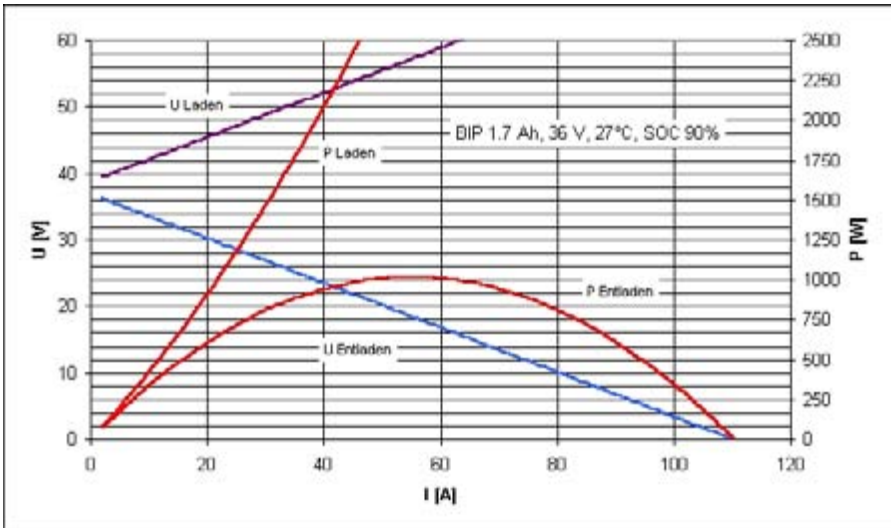


Abb. 5: Momentanleistungsdiagramm eines bipolaren Stacks: NiMH 1.7 Ah, 36 V, 90% SOC

Die Besonderheiten des Systems erfordern den Einsatz eines Batteriemangement-systems. Für den Einsatz der Stacks in Hybridfahrzeugen ist es daher erforderlich, den Ladezustand der Batterien ständig zu bewerten und zu aktualisieren. Im Rahmen eines vom BEO betreuten und geförderten Forschungsprojektes werden, gemeinsam mit Partnern aus Hochschulen und Instituten, Lösungen für ein batterieintegrierbares Managementsystem erarbeitet. Dazu wird ein komplexes Konzept für die Messung und Interpretation der physikalischen Meßgrößen erarbeitet, daß es gestattet, aus den Betriebsdaten, den Zustand eines bipolaren Batteriesystems zu ermitteln und an ein Fahrzeugsteuerungssystem weiterzugeben. Die ersten Ergebnisse zeigen, daß es auf diesem Weg möglich ist, auch Veränderungen im Speichersystem zu erkennen. Der Vorteil einer bipolar gebauten Batterie, daß alle sub-Zellen unter gleichen Bedingungen betrieben werden, kann hierbei genutzt werden.

4 Zusammenfassung

Nickel/Cadmium Batterien stellen ein erprobtes elektrochemisches Speichersystem für industrielle Anwendungen dar. Die Entwicklung von NiMH-Speichern kann für spezielle Anwendungen, z.B. den Einsatz in Hybridfahrzeugen, weitere Vorteile erbringen.



5 Literatur

- /1/ Ohms, D.; Schädlich, G.; Benczúr-Ürmössy, G.: A New Generation of Nickel-Cadmium FNC-Batteries for Mobile Applications (AGV), ECT Ulm 1998
- /2/ Ohms, D.: Advanced Ni-Cd Batteries with Fibre Structure Electrodes for Industrial Applications, 8th Int. Nickel-Cadmium Battery Conference 1998, Prag 1998
- /3/ Ohms, D.; Schädlich, G.; Benczur-Ürmössy, G.: A New Approach to the Application of Fibre Structure Electrodes in Alkaline Batteries for Telecommunication, Intelec 2001, Edinborough, Sept 2001
- /4/ Ohms, D.; Kohlhase, M.; Benczúr-Ürmössy, G.; Schädlich, G.: New Developments on High Power Alkaline Batteries for Industrial Applications, 7th UECT, Ulm 2000, in J. Power Sources, 105 (2002) 127-133.
- /5/ Wiesener, K.; Benczúr-Ürmössy, G.; Ohms, D.; Berthold, M.; Haschka, F.: High Power Metal Hydride Bipolar Battery, ECT Ulm 1998, Juni 1998, in J. Power Sources 84, 248-258
- /6/ Ohms, D.; Kohlhase, M.; Benczúr-Ürmössy, G.; Wiesener, K.; Harmel, J.: High Performance Nickel Metal Hydride Battery in Bipolar Stack Design, 7th UECT, Ulm 2000, in J. Power Sources 105 (2002) 120-126.
- /7/ Ohms, D.; Kohlhase, M.; Schädlich, G.; Benczúr-Ürmössy, G.; Wiesener, K.; Harmel, J.: Alkaline High Power Batteries In Bipolar Stack Design, 22nd IPSS, Manchester 2001, in J. Power Sources, 96 (2001), 76-84.
- /8/ Ohms, D.; Kohlhase, M.; Benczúr-Ürmössy, G.; Wiesener, K.; Harmel, J.: Ni/MH Batteries for Power Storage in Hybrid Vehicles, evs18, Berlin, 2001



Lithiumsysteme – Einsatzbereiche und Perspektiven

Dr. Dietmar Rahner
TU Dresden
Institut für Physikalische Chemie und Elektrochemie
D-01062 Dresden
Tel.: (0351) 463-34369, Fax: (0351) 463-37164
E-mail: Dietmar.Rahner@chemie.tu-dresden.de

1 Einleitung

Batterien stellen eine bewährte Methode dar, elektrische Energie in Form „chemischer“ Energie zu speichern. Die energieliefernde Reaktion setzt sich dabei aus räumlich getrennten, aber gekoppelten Teilreaktionen zusammen. Vergleicht man Lithiumsysteme mit klassischen Batteriesystemen wie dem nicht wiederaufladbaren Leclanché-Element oder dem Blei-Akkumulator, so stellt man fest, dass Lithiumsysteme eine höhere Zellspannung und spezifische Energie erwarten lassen (Tab. 1).

Sie weisen eine hohe Energiedichte auf und sind in einem weiten Temperaturbereich einsetzbar. Sie wurden ursprünglich hauptsächlich für militärische und Raumfahrtzwecke entwickelt und angewendet. Die Systeme Li/SOCl_2 und Li/SO_2 mit flüssigem Kationenmaterial zeichnen sich dabei durch eine hohe Arbeitsspannung, hohe Spannungsstabilität und lange Lebensdauer aus und wurden als Hochleistungssysteme konzipiert. Diese Entwicklungen sind besonders in den USA und Europa vorangetrieben worden. In Japan hingegen konzentrierte man sich vorrangig auf die Entwicklung von Energieträgern speziell für kleine Konsumgüter - entsprechend der stark ausgeprägten heimischen Elektronikindustrie.

Die Batteriesysteme Lithium/organischer Elektrolyt/feste Katode sind für diesen Anwendungszweck besonders sicher und zuverlässig und wurden deshalb von der Firma Matsushita Micro Battery Co. für den Elektronikmarkt entwickelt und 1971 in Form des Li/CF_x - Systems als erste kommerzielle Lithiumbatterie auf den Markt gebracht.

Ende der siebziger Jahre war das Anwenderinteresse groß genug, so dass weitere Lithiumbatterien mit MnO_2 , CuO und FeS_x als Katodenmaterial in großen Stückzahlen produziert wurden.

Der Firma Matsushita war es auch vorbehalten, die ersten Sekundärbatterien ($\text{Li/V}_2\text{O}_5$) erfolgreich zu verkaufen, während die Firma Moli Energy das System Li/MoS_2 favori-



sierte. Die dendritenfreie Wiederaufladbarkeit von metallischem Lithium bereitet jedoch bis heute große Probleme, so dass man dazu übergegangen ist, zunächst auf metallisches Lithium in der Batterie zu verzichten.

Das Interesse an Lithiumbatterien stieg daher 1992 enorm an, als von SONY ein wiederaufladbares Lithiumsystem für Camcorder auf der Basis von Intercalationsmaterialien sowohl für die negative als auch positive Elektrode entwickelt wurde /SONY 1992/.

Dieser Trend wurde durch den ständig steigenden Bedarf an Miniaturbatterien infolge der stürmischen Entwicklung der Mikroelektronik gefördert. Insbesondere versucht man gegenwärtig, dünne (ca. 100...150 µm) Batterien mit polymeren bzw. festen Elektrolyten zu entwickeln.

Heute sind Lithiumbatterien aus Technik, Medizin und Wissenschaft nicht mehr wegzudenken. Die Palette der Anwendung reicht vom Einsatz in Taschenrechnern, Uhren, Herzschrittmachern sowie netzunabhängigen Funk- und Messgeräten bis zur Speichersstützung von Programm- und Datenspeichern und der Erfassung und Kontrolle des Luftdrucks in Autoreifen. Entwicklungen für ein zweites elektrisches Bordnetz in Kraftfahrzeugen und für Traktionszwecke (Elektrofahrzeuge) werden gegenwärtig sehr vorangetrieben.

2 Wirkungsweise von Lithiumbatterien

Die Wirkungsweise aller Batterien ist an den mehr oder weniger ungehemmten Ablauf einer anodischen und einer katodischen Teilreaktion gebunden. Beide Reaktionen zusammen ergeben die Zellreaktion.

Zellreaktion	U _Z (V)	P _m (Wh/kg)	P _v (Wh/L)
2 Li + F ₂ → 2 LiF	6,05	6254	6443
2 Li + Cl ₂ → 2 LiCl	3,98	2516	2986
4 Li + 2 SOCl ₂ →	3,66	1477	2005
4 LiCl + S + SO ₂			
Li + MnO ₂ → LiMnO ₂	3,50	1000	3097
			/Gabano 1983/
Pb + PbO ₂ + 2 H ₂ SO ₄ →	2,04*	161	2500
2 PbSO ₄ + 2 H ₂ O			
Zn + 2 MnO ₂ + 2 H ⁺ →	1,55*	347	1900
Zn ²⁺ + 2 MnOOH			/Wiesener 1981/

Tab. 1: Zellreaktionen und theoretische Parameter zu ihrer Charakterisierung
Gleichgewichtszellspannung, U_Z - Zellspannung,
P_m - Spezifische Energie, P_v - Energiedichte



Die Vorteile von Lithium gegenüber anderen negativen Elektrodenmaterialien werden in folgenden Eigenschaften gesehen:

- extrem negatives Standardelektrodenpotential ($U_H^\circ = - 3.04 \text{ V}$)
- geringe Äquivalentmasse von 6.94 g/mol
- geringes Äquivalentvolumen von $13.0 \text{ cm}^3/\text{mol}$
- gute Intercalierbarkeit von Lithiumionen in anorganische Festkörper mit offener Kristallstruktur.

Tab. 2 zeigt einen Vergleich von Lithium mit anderen Anodenmaterialien.

Anode	$U_H^\circ \text{ (V)}$	z	M(g/mol)	$P_m, \text{ theor. (Wh/kg)}$
Li	-3,04	1	6,94	11740
Mg	-2,36	2	24,31	5206
Al	-1,66	3	26,98	4947
Na	-2,71	1	22,99	3158
Zn	-0,76	2	65,37	623
Pb	-0,13	2	207,19	34

Tab. 2: Vergleich einiger Parameter elektrochemisch aktiver Anodenmaterialien
Bezugsbasis: Standardwasserstoffelektrode, z elektrochemische Wertigkeit

Der hohe technologische Aufwand bei der Herstellung von Lithiumbatterien (Produktion in Trockenräumen, absolute Wasserfreiheit) macht eine Produktion erst in sehr hohen Stückzahlen rentabel. Daher ist es durchaus verständlich, dass bei der Entwicklung neuer Lithiumsysteme wiederaufladbare Varianten im Vordergrund stehen. Die Fertigung von sekundären Batterien erscheint aber nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn eine hohe Zyklenzahl erreichbar ist. Voraussetzung für die Herstellung wiederaufladbarer Lithiumbatterien sind neben hoher Betriebssicherheit eine ausreichende Spannungskonstanz, geringe Selbstentladung und vor allem reversibel arbeitende positive und negative Elektroden.

Einige Vor- und Nachteile von Lithiumbatterien gegenüber anderen Batteriesystemen sind in Tabelle 3 kurz zusammengefasst.

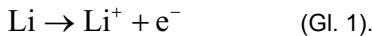


Vorteile	Nachteile
<p>Hohe Zellspannung; abhängig von der Wahl der Elektrodenmaterialien bis über 4 Volt</p> <p>Hohe Energiedichte (ca. 2-4 mal höher als bei vergleichbarer alkalischer Zink-Braunstein Batterie)</p> <p>Einsetzbar über einen großen Temperaturbereich (-40 - +70°C)</p> <p>geringe Selbstentladungsrate (typisch 1% Selbstentladung pro Jahr)</p>	<p>Potentielle Sicherheitsprobleme beim Umgang mit metallischem Lithium</p> <p>geringe Hochstrombelastbarkeit *</p> <p>begrenzte Zyklenlebensdauer bei metallischen Lithiumelektroden *</p>

Tab. 3: Vor- und Nachteile von Lithiumbatterien gegenüber anderen Batteriesystemen
 * nur bei wiederaufladbaren Lithiumbatterien in Dickschichtbauweise

2.1 Primärsysteme

Die **anodische Teilreaktion** ist die Auflösung von Lithium, wobei als Substrat reines metallisches Lithium oder eine Lithiumlegierung Verwendung findet.



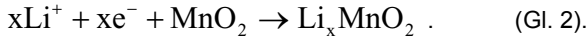
Lithium ist das reaktionsfähigste Metall und reagiert in der Regel mit den verwendeten polaren Lösungsmitteln und den darin gelösten Leitsalzen unter Ausbildung einer Deckschicht, die das Lithium vor einem weiteren Angriff schützt und damit in die Lage versetzt, überhaupt als Elektrodenmaterial zu fungieren. Die Eigenschaften dieser Deckschicht hängen sehr empfindlich von den eingesetzten Elektrolytlösungen ab und sind zudem zeitlich veränderlich.

Die Kunst der Batterieentwickler besteht nun darin, Lösungsmittel, Leitsalze und Zusätze so aufeinander abzustimmen, dass eine möglichst dünne und schützende Deckschicht aufgebaut wird, die aber trotzdem eine ausreichend hohe Lithiumionenwanderung ermöglicht, da der Transport von Lithiumionen durch diese Schicht durch Migration (Wanderung im elektrischen Feld) erfolgt.

Die **katodische Teilreaktion** ist im Falle fester Katodenmaterialien der Einbau von Lithiumionen in intercalationsfähige Materialien mit offener Kristallstruktur (MnO₂, MoS₂,



Vanadium- und Chromoxide u.ä.) unter gleichzeitiger Reduktion des jeweiligen Kations, z.B. in Braunstein



Sie kann aber auch die Reduktion flüssiger anorganischer Reduktionsmittel sein, wie beispielsweise Thionylchlorid (SOCl_2) oder Schwefeldioxid. Als Stromkollektor findet dann eine Kohlenstoffelektrode Verwendung.

In Abb. 1 sind die Stromdichte-Potential-Kurven für das System Li/MnO_2 dargestellt. Hieraus ist ersichtlich, dass bei der Entladung die anodische Teilreaktion (Lithiumauflösung) weitgehend ungehemmt verläuft, während die katodische Teilreaktion (Intercalation von Lithiumionen in das Braunsteingitter) bei höheren Stromdichten durch die Diffusionsgeschwindigkeit im Inneren der Braunsteinkörner begrenzt wird. Man ist daher bestrebt, dieser Diffusionshemmung durch eine möglichst große Oberfläche zu begegnen, was sich technologisch durch poröse Materialien und/oder Dünnschichttechnik realisieren lässt.

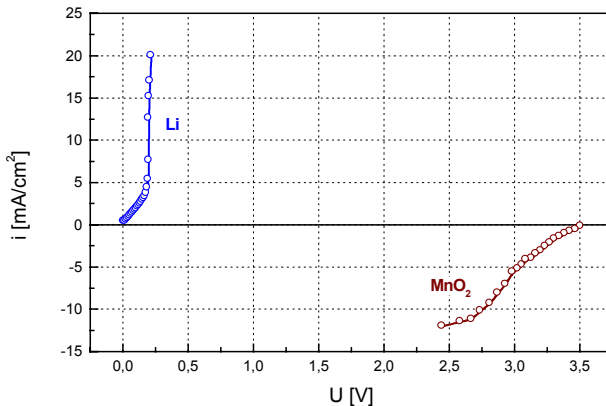


Abb. 1: Stromdichte-Potential-Kurve für die Einzelsysteme Lithium und Braunstein in Propylencarbonat/1M LiClO_4

Die den Nutzer interessierenden Eigenschaften sind die Strombelastbarkeit, die entnehmbare Kapazität und die Entladekennlinie. All diese Faktoren werden durch die Strom-Spannungs-Charakteristik der anodischen bzw. katodischen Teilstrom-Spannungskurven bestimmt, so dass kritische Grenzwerte (z.B. die Strombelastbarkeit)



schon vor dem Einsatz der Batterie abschätzbar sind. Eine typische Entladekennlinie für eine komplette Li-MnO₂-Primärbatterie ist in Abb. 2 dargestellt.

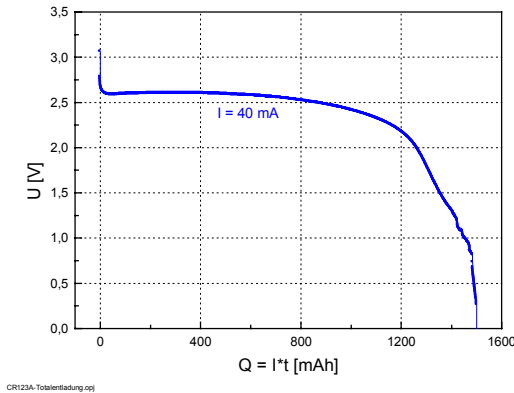


Abb. 2: Typische Entladekennlinie für das System Li-MnO₂ (Varta-Photo CR123A) bei 25° C (Entladestrom 40mA)

2.2 Sekundärsysteme

Im Falle **wiederaufladbarer** (sekundärer) Lithiumsysteme ist es notwendig, die ablaufenden Teilvorgänge reversibel zu gestalten, d.h. die in (1) und (2) dargestellten Reaktionen in umgekehrter Richtung ablaufen zu lassen. Für die Lithiumseite wird dabei während des Ladevorganges eine homogene Lithiumabscheidung angestrebt. Im Falle der positiven Elektrode (z.B. MnO₂) soll der Ausbau der Lithiumionen hemmungsfrei und ohne Zerstörung des Kristallgitters erfolgen. Störungen dieser beiden Forderungen bestimmen das Verhalten realer Batteriesysteme und damit die erreichbare Zyklenzahl. So ist bekannt, dass die Zyklierung von Lithium mit einer Reihe von Problemen behaftet ist. Die unerwünschte, aber stets vorhandene Nebenreaktion von Lithium mit der Elektrolytlösung führt zu einer Belegung der Lithiumoberfläche mit Zersetzungsprodukten, die die Prozesse der Lithiumabscheidung und -auflösung beeinflussen. Eine dendritische Morphologie und die teilweise Isolation von Lithium sind die Folge (Abb. 3).



Abb. 3: Modell der Lithiumabscheidung aus aprotischen Elektrolytlösungen nach /SELIM 1974/

Struktur und Zusammensetzung dieser Oberflächenschicht, oft als Solid Electrolyte Interface (SEI) bezeichnet, hängen vom Lösungsmittel und vom Leitsalz ab. Sie besteht aus Zersetzungsprodukten des Elektrolyten (z.B. LiCl) und des Lösungsmittels (z.B. Li_2CO_3 im Fall von Propylencarbonat) und ist sowohl anorganischer als auch organischer Natur. Umfangreiche Analysen /AURBACH 1987/ ergaben komplexe Spaltprodukte, deren genaue Zusammensetzung häufig nicht exakt angegeben werden können. Nach neueren Erkenntnissen können solvatisierte Elektronen mit einer Lebensdauer bis zu mehreren Sekunden in dieser Deckschicht auftreten /RAHNER 1999/.

Die besten Ergebnisse im Hinblick auf die Entwicklung sekundärer Lithiumbatterien auf Basis von metallischem Lithium wurden bisher in Ethern (Tetrahydrofuran + 2-Methyl-Tetrahydrofuran) mit LiAsF_6 als Leitsalz erreicht /KOCH 1979/, /ECKOLDT 1991/. Ether und Hexafluoroarsenat reagieren mit dem metallischen Lithium unter Ausbildung einer aus Fest- und Polymerelektrolyt bestehenden Deckschicht komplizierter Zusammensetzung. Diese ist hinreichend dünn und weist eine ausreichende Ionenleitfähigkeit auf, so dass ausgezeichnete Zyklisierergebnisse erreicht wurden. Die hohe Toxizität des Leitsalzes macht leider eine kommerzielle Nutzung wenig attraktiv, sodass nunmehr in der Regel auf Kohlenstoffmaterialien als negative Elektrode ausgewichen wird.

Kohlenstoff ist ein Material, das geeignet ist, Lithium in seine Matrix aufzunehmen. In den letzten Jahren wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Kohlenstoffe entwickelt, wie z.B. Glaskohlenstoff, Pyrolysekohlenstoffe und Kohlenstofffasern. Durch den Einsatz von Kohlenstoff als negative Elektrode ergibt sich eine Batterie, die auf beiden Seiten ein Interkalationsmaterial enthält. Metallisches Lithium ist in dieser Batterie nicht mehr vorhanden.



Man spricht dann von der Lithium-Ionen-Batterie, bzw. im englischen Sprachraum von der Rocking-Chair-Batterie oder dem Swingkonzept. Lithium wird reversibel zwischen zwei Wirtsgittern ausgetauscht.



Im geladenen Zustand enthält Wirtsgitter 1 wenig oder gar kein Lithium, das Wirtsgitter 2 viel Lithium. Das Prinzip dieses Konzeptes ist in Abb. 4 dargestellt.

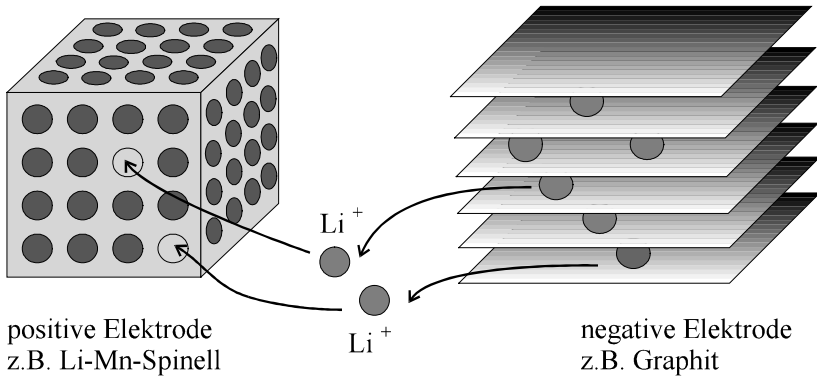


Abb. 4: Entlademechanismus einer Lithium-Ionen-Batterie nach /TARASCON 1993/

Die Vorteile einer solchen Batterie sind die Verwendung von kostengünstigen Materialien, wie z.B. Graphit und die Erhöhung der Betriebssicherheit gegenüber den herkömmlichen Lithiumbatterien. Die Anwendung dieser Batterien hat sich in transportablen Geräten durchgesetzt. Untersuchungen für den Einsatz in Elektrostraßenfahrzeugen /BRANDT 1996/ werden vielfältig durchgeführt.

Eine weitere aussichtsreiche Möglichkeit zur Verbesserung der Zyklierbarkeit von Lithiumzellen ist auch die Verwendung von Lithiumlegierungen als Material für die negative Elektrode. Besondere Aufmerksamkeit wird gegenwärtig den Systemen Lithium-Zinn und Lithium-Antimon gewidmet.



3 Materialien für Lithiumbatterien

3.1 Materialien für die negative Elektrode

Lithium ist als negatives Elektrodenmaterial besonders geeignet. Durch seine hohe Reaktivität treten aber auch einige Nachteile auf, die man je nach Verwendungszweck der Batterie in Kauf nehmen muss. Für Primärbatterien wird gegenwärtig nur metallisches Lithium verwendet.

Von /DEY 1971/ wurden schon 1971 vielfältige Versuche zum Verhalten unterschiedlichster Legierungen in organischen Elektrolytlösungen bei Raumtemperatur durchgeführt. Neben den von ihm untersuchten Systemen Sn, Pb, Au, Pt, Zn, Cd, Hg, Mg und Al sind auch Bi und unter bestimmten Bedingungen hergestellte Kohlenstoffe zur Lithiumaufnahme geeignet. Die Intercalation des Lithiums in das Wirtsgitter führt zu einer starken Gitteraufweitung und bewirkt damit, dass mit zunehmender Zyklisdauer das Wirtsmetall dem mechanischen Stress nicht mehr folgen kann und unter Pulverisierung zerstört wird. Diese Volumenzunahme während des Lithiumeinbaus beträgt im Falle des Aluminiums 96,8% /LANDOLDT-BÖRNSTEIN 1971/, für Kohlenstoff dagegen nur 9,4%.

In jüngster Zeit wurde insbesondere Kohlenstoff, der mit Lithium dotiert ist, als negative Elektrode verwendet. Durch Einsatz von Kohlenstoff und Lithiumlegierungen kann die Reaktivität gegenüber Elektrolyten und Lösungsmitteln vermindert werden. Bei hinreichend schneller Diffusion ist im allgemeinen keine Dendritenbildung zu beobachten. Erkauft wird dieser Vorteil jedoch mit einer geringeren Zellspannung, einem erhöhten Gewicht und einer geringeren spezifischen Energie bzw. Energiedichte gegenüber metallischem Lithium. Nicht zu unterschätzen ist der Kapazitätsverlust im ersten Zyklus, der durch die Ausbildung von schützenden Deckschichten auf den Elektrodenmaterialien hervorgerufen wird.

3.2 Materialien für die positive Elektrode

Als Aktivkomponenten kommen solche Materialien in Betracht, die ein stark positives Redoxpotential besitzen. Sie sollen außerdem über eine hohe elektrochemische Aktivität und eine niedrige Äquivalentmasse verfügen, aber nicht mit anderen Zellbestandteilen reagieren. Das Aktivmaterial muss weiterhin ein gutes Intercalations- und Deintercalationsverhalten für Lithiumionen aufweisen, wenn es für wiederaufladbare Batteriesysteme eingesetzt werden soll.

Thionylchlorid (SOCl_2) als flüssiges Reduktionsmittel wird nur für Primärzellen eingesetzt. Feste oder polymere Aktivmaterialien sind sowohl in Primär- als auch in Sekundärzellen verwendbar. Deren Zyklisierfähigkeit hängt jedoch vom verwendeten



Strukturtyp und der angewandten Stromdichte ab. Verwendet werden insbesondere TiS_2 , MoS_2 , $\text{V}_2\text{O}_5\text{-P}_{2+y}\text{O}_5$, Cr_3O_8 , Li_xVO_y .

Besonders die lithiierten Übergangsmetalloxide (LiCoO_2 , LiNiO_2 und LiMnO_2) oder auch entsprechende Mischungen werden in jüngster Zeit in wiederaufladbaren Lithiumbatterien eingesetzt. LiCoO_2 und LiNiO_2 besitzen eine Schichtstruktur, in der Lithium und das Übergangsmetall alternierend oktaedrische Plätze in einem gestörten kubisch dichtestem Sauerstoffgitter besetzen. Zwischen den Metalloxidschichten entsteht ein zweidimensionaler Raum, der einen leichten Ein- und Ausbau des Lithiums ermöglicht.

Die Manganoxide vom Spinelltyp LiMn_2O_4 bzw. $\lambda\text{-MnO}_2$ werden als sehr gut reversibel intercalierende Kathodenmaterialien dargestellt. Die Leistungsfähigkeit dieser Spinelle hängt wesentlich von der Synthese, insbesondere von der Wahl der Ausgangsstoffe für die Festkörperreaktion und der Wärmebehandlung, ab. Die Spinellstruktur des LiMn_2O_4 ermöglicht die Ausbreitung von Lithium in alle drei Raumrichtungen. Lithium besetzt dabei statistisch verteilt die Tetraederlücken. Der Spinell ist über einen weiten Stöchiometriebereich $\text{Li}_x[\text{Mn}_2]\text{O}_4$ stabil. Auf lange Sicht werden wohl Li-Mn-Oxide das Basismaterial werden. Mangan ist in großen Mengen verfügbar und nicht toxisch.

4 Lithiumbatterien im Vergleich mit anderen Batteriesystemen

Interessant sind die Energieinhalte unterschiedlicher Batteriesysteme, wenn man sie auf das Volumen (Energiedichte) bzw. die Masse (spezifische Energie) bezieht. Je nach Einsatzzweck spielt das Gewicht, z.B. im Laptop oder bei der Starterbatterie im Automobil oder das vorhandene Volumen (Mobiltelefon, implantierbare Batterie) die dominierende Rolle.

Ein diesbezüglicher Vergleich ist in Abb. 5 und Abb. 6 dargestellt. Erwartungsgemäß schneiden hier die Lithium-Ionen-Akkumulatoren infolge ihrer geringen Masse gut ab. Geht man von der prismatischen Konstruktion zu gewickelten Konstruktionen (zylindrisch) über, dann lassen sich deutliche Verbesserungen erzielen.

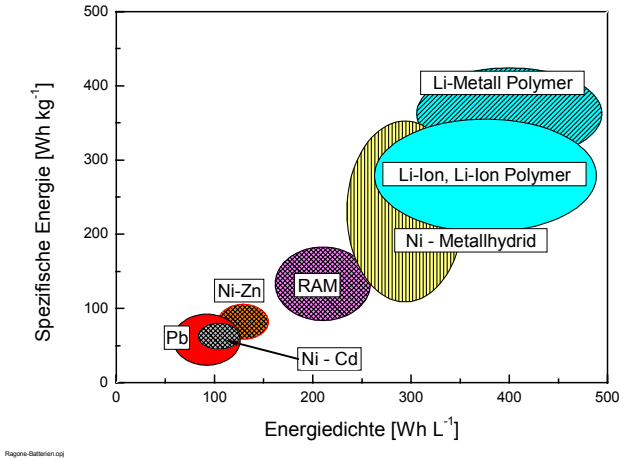


Abb. 5: Vergleich der spezifischen Energie und Energiedichte unterschiedlicher wiederaufladbarer Batteriesysteme

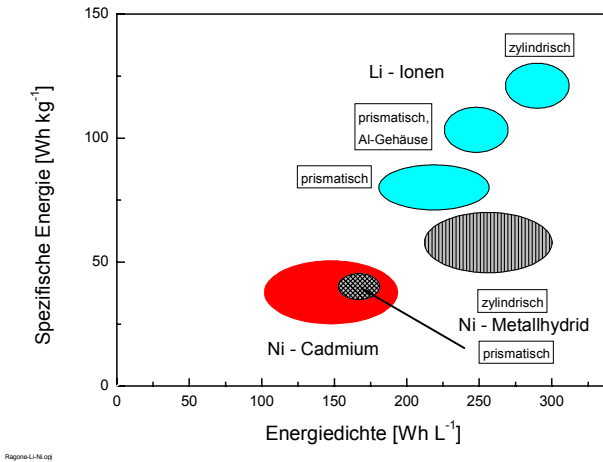


Abb. 6: Spezifische Energie und Energiedichte von Lithium-Ionen-Akkumulatoren im Vergleich zu wässrigen Nickelsystemen /SANYO 1999/

Der Trend für die Entwicklung von Li-Ionen-Batterien liegt bei dünnen und flexiblen Konstruktionen und dem Einsatz von Polymerelektrolyten. Hiermit lassen sich die Einschränkungen durch Diffusion und Stofftransport bei hohen Entladeraten minimieren.



Der Energiebedarf kann damit dem vorhandenen Platzangebot optimaler angepasst werden.

Eine weitere Steigerung der Energiedichte entsprechend einer zu erwartenden Erhöhung der Energieanforderung wird mit dem aktuellen Entwicklungsstand kaum noch möglich sein. Hier sind neue Wege gefragt. Das werden wahrscheinlich sein:

- Höhere Energiedichte bei Li-Ionen-Batterien und/oder geringere Kosten
- Kostengünstige Materialien (Manganoxide oder Phosphate als positive Elektroden; Naturgraphite, Pyrolysematerialien, Nanopartikel-Metall-Legierungen als negative Elektroden), neue Elektrolyte
- Einsatz von metallischem Lithium ?
- Änderungen in der Halbleitertechnik können zu 2-Volt Batteriesystemen führen!



5 Literatur

- /1/ Aurbach, D.; Daroux, M.L.; Faguy, P.W.; Yeager, E.:
"Identification of Surface Films formed on Lithium in Propylene Carbonate Solutions", J. Electrochem. Soc. 134 (1987) S. 1611-1620
- /2/ K. Brandt, R. Herr: *GDCh-Monographie* 3 (1996) 429-437
- /3/ Dey, A.N.: "Electrochemical Alloying of Lithium in Organic Electrolytes", J. Electrochem. Soc. 118 (1971)
- /3/ Eckoldt, U.: "Elektrochemische Untersuchungen an Materialien für die negative Elektrode in wiederaufladbaren Lithiumbatterien", Dissertation, TU Dresden 1991
- /4/ Gabano, J.P.: In: "Lithium Batteries", Editor J. P. Gabano, Academic Press, New York, 1983, Chap. 1, S.3
- /5/ Koch, V.R.: "Reactions of Tetrahydrofuran and Lithium Hexafluoroarsenate with Lithium", J. Electrochem. Soc. 126 (1979), S. 181-189
- /6/ Landolt-Börnstein, T.: "Structure Data of Elements and Intermetallic Phases", Vol.6, Springer, Berlin, 1971
- /7/ Rahner, D. : J. Power Sources 81-82 (1999) 358-361
- /8/ Selim, R.; Bro, P.: "Some Observations on Rechargeable Lithium Electrodes in a Propylene Carbonate Electrolyte", J. Electrochem. Soc. 121 (1974), S. 1457-1459
- /9/ Sony's new lithium ion battery, JEC Battery Newsletter 5 (1992), 1-5
- /10/ J.M. Tarascon, D. Guyomard: *Electrochim. Acta* 38(9) (1993) 1221-1231
- /11/ Wiesener, K.; Garcke, J.; Schneider, W. : "Elektrochemische Stromquellen", Akademie-Verlag, Berlin, 1981



Zink – Luft – Speicher

Dr.-Ing. Michael Brüsewitz
ZOXY Energy Systems AG
Attenbergstraße 23, 75038 Oberdingen
Tel.: (07258) 9144-28, Fax: (07258) 9144-11
E-mail: bruesewitz@zoxy.net



Gliederung

Grundlagen der Zink/Luft-Zelle

Anwendungsgebiete

Geschlossene Metall/Metall-Oxid-Kreisläufe durch Solarprozesse



1 Grundlagen der Zink/Luft-Zelle

Zink/Luft-Zellen basieren auf der Umsetzung von metallischem Zink mit dem Sauerstoff aus der Luft zu Zinkoxid. Die zwei separierten Elektroden trennen die Teilprozesse, wobei der ausgleichende Ladungstransport durch einen alkalischen Elektrolyten erfolgt.

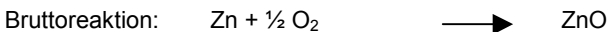
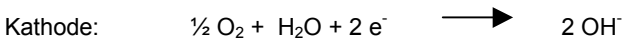
Die Anode, also die Elektrode an der der Oxidationsvorgang stattfindet, ist eine in einem speziellen Verfahren hergestellte poröse Zinkelektrode. Der elektrolytisch hergestellte, mechanisch verpresste Zink-Sponge gestattet die Herstellung hochporöser Elektroden (große aktive Oberfläche), die gleichzeitig auch mechanisch stabil sind.

Die Kathode, also die Elektrode an der der Reduktionsvorgang stattfindet, besteht aus einer mit Katalysatoren dotierten Kohlenstoffelektrode, an der der Luftsauerstoff reduziert werden kann. Die eigentliche Reaktion erfolgt an den 3-Phasengrenzen der Poren (feste Phase) der Elektrode, die in Kontakt mit dem Elektrolyten und der Gasphase stehen. Die Kathode ist für Wassermoleküle undurchlässig, so dass der Elektrolyt weder verdünnt wird noch durch Wasserverdunstung eine Aufkonzentrierung erfährt.

Die Kathode wird auch als Gasdiffusionselektrode bezeichnet, da der Antransport des Sauerstoffs aus der Luft diffusionskontrolliert erfolgt. Eine Konsequenz aus diesem Umstand ist die Limitierung der Stromstärke der Zink-Luft-Zelle, die sich proportional zur Kathodenfläche verhält (bei gegebenen konstantem Luftstrom). Dieses Verhalten führt zu Konsequenzen in der Charakterisierung des Zink/Luft-Systems hinsichtlich seiner Einsatzbereiche:

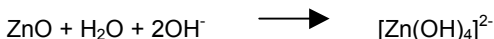
- Hochstromzellen lassen sich nur mit unzumutbar großen Kathodenflächen realisieren, so dass ein Einsatz beispielsweise für Autostarterbatterien aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt.
- Im ansonsten gefährlichen Kurzstromfall, der bei vielen Anwendungen strikt auszuschließen ist, begrenzt die diffusionskontrollierte Reduktion des Sauerstoff den maximalen Strom (Kurzschlussstrom) auf ein Maß, dass die Wärmeproduktion in Grenzen hält. Somit bleiben die Zelle und ihre Komponenten bei unkritischen Temperaturen.

Die Teilreaktionen der Zink-Luft-Zelle können wie folgt wiedergegeben werden. Die sich durch Summation derselben ergebende Bruttoreaktion entspricht der (kalten) Verbrennung von Zink:





Da die Reaktionen im alkalischen Milieu stattfinden, liegen neben Zinkoxid als feste Phase auch die im Elektrolyt löslichen Zinkate vor, die gemäß folgender Reaktion gebildet werden:



Zinkate sind Komplexverbindungen und stellen im Wasser begrenzt lösliche Verbindungen dar.

Das Normalpotential der Zelle liegt bei 1,4 V und die Nennspannung (also die Spannung unter Last) liegt bei 1,0 V/Zelle .

Die sich in Zink/Luft-Elementen abspielenden Reaktionen kamen bislang in sogenannten Primärelementen zur Anwendung, so dass eine Weiternutzung der Zelle nach vollständiger Energieabgabe nicht vorgesehen war (Bsp.: Stromversorgung für Hörgeräte, Signalanlagen oder medizinische Geräte).

Prinzipiell sind die oben aufgeführten Reaktionen reversibel, so dass auch eine Nutzung dieses Systems als Sekundärelement für einen Wiederaufladungsbetrieb genutzt werden kann (Akkumulatorbetrieb).

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass der Aufbau der metallischen Zinkphase mit der Bildung von Dendriten („baumartigen Kristallausbildungen“) einhergeht. Diese Dendriten sind in der Lage bei Durchstoßung des Separators eine Verbindung von Anode und Kathode herzustellen, was sich in einem Kurzschluß äußert. Bei den hier betrachteten Zink/Luft-Elementen nach System ZOXY sind Entwicklungen eingeflossen, die diese Dendritenausbildung deutlich einschränken.

Weiterhin ist eine Reversibilität der Prozesse an der Kathode nicht einfach darzustellen, da der gebildete Sauerstoff elementar („in statu nascendi“) auftritt und extrem oxidierend wirkt. Es ist somit nur ein oxidationsunempfindliches Ensemble aus Kohlenstoffverbindungen und geeigneten Katalysatoren in der Lage, diese Aufgabe mit ausreichend hohen Lebensdauern zu gewährleisten.

Auch die Selbstentladung der Anode, die ja aus einem reaktivem Metall besteht, muß durch geeignete Additive begrenzt werden um eine ausreichend hohe Lebensdauer sicherzustellen.

Die o.g. technischen Hürden wurden überwunden und münden mit der 80E-Zelle in einer Zink/Luft-Zelle, die sowohl als Akkumulator als auch als sog. Feststoff-Brennstoffzelle einsetzbar ist.

Feststoffbrennstoffzellen sind derart charakterisiert, dass anstelle des Wasserstoffs in den herkömmlichen Brennstoffzellen (Wasserstoff/Sauerstoff-Element) eine feste Phase zum Einsatz kommt, die mit Sauerstoff umsetzbar ist. (Ein Brennstoffelement ist



eine galvanische Zelle, in der chemische Energie von Brennstoffen auf elektrochemischem Wege direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Im Idealfall wird in einer Brennstoffzelle ein billiger Brennstoff an der Anode oxidiert, während Luftsauerstoff an der Kathode reduziert wird.).

Da der Sauerstoff der Luft direkt entnommen wird, und nicht in der Kathode gespeichert ist, erreichen Zink/Luft-Elemente außerordentlich hohe Energiedichten.

Die Abbildung rechts zeigt den schematischen Innenaufbau einer Zink/Luft-Zelle (System ZOXY). In dem Zellengehäuse aus Kunststoff befindet sich die Zink-Anode mit dem mittig oben angeordneten Stromableiter. Das Design ist so gewählt, dass nach Verbrauch der Energie der Zink-Anode diese senkrecht mit dem sie umgebenden Separator (nicht dargestellt) herausgezogen und gegen eine neue Anode ausgetauscht werden kann. Die Anode ist auf beiden Seiten von Kathoden gleicher Fläche benachbart. Bei Verschaltungen von Zink/Luft-Zellen zu Batterien ist auf Wahrung eines ausreichenden Abstandes zwischen den Zellen zu achten, da die Luft in ausreichendem Maße an die Kathodenflächen herangeführt werden muß. Die Abstandswahrung wird durch das Design der miteinander versteckbaren Zellen prinzipiell gewährleistet.



**Abb. 1: Innenaufbau einer Zink/Luft-Zelle (System ZOXY)
Manuell und elektrisch aufladbar**



Ist die Zink-Luft-Zelle entladen, gibt es zwei Möglichkeiten, die gegebene Applikation wieder zu bedienen:

- einmal durch den schnellen Austausch der Zink-Anode durch eine neue mit voller Kapazität oder
- durch Wiederaufladen der Zelle wie ein herkömmlicher Akkumulator.

Im Gegensatz zu vielen anderen reaktiven Metallen behält die Zinkelektrode ausreichende mechanische Stabilität. Durch ein spezielles Verfahren ist es gelungen, diese Formstabilität des Zinks zu verstärken und somit den Entladeprozess mit der Zufuhr elektrischer Energie umkehrbar zu machen. Der dabei freigesetzte Sauerstoff entweicht durch die Membran zurück in die Umgebungsluft.

▪ **Geringes Volumen und geringes Gewicht**

Die Energiedichte von Zink-Luft-Energiespeichern ist beispielsweise bis zu zehnmal so hoch wie die von Bleisystemen und ungefähr dreimal so hoch wie die von Lithiumsystemen – entsprechend leichter und platzsparender sind diese Energiespeicher. Ein Vorteil, der sie prädestiniert für den Einsatz in Motorrollern, Autos und Bussen, fahrbaren Reinigungsgeräten oder elektrischen Rollstühlen. Allen diesen Anwendungen gemein ist der Wunsch nach einer möglichst hohen Reichweite bis zur Wiederaufladung des Energiespeichersystems.

▪ **Hohe Lagerstabilität**

Im deaktivierten Zustand (also bei Abwesenheit des Elektrolyten; dies entspricht trockenen Zellen) sind Zink-Luft-Zellen über zehn Jahre lang lagerstabil – was für den Aspekt der Bevorratung ein entscheidender Vorteil ist.

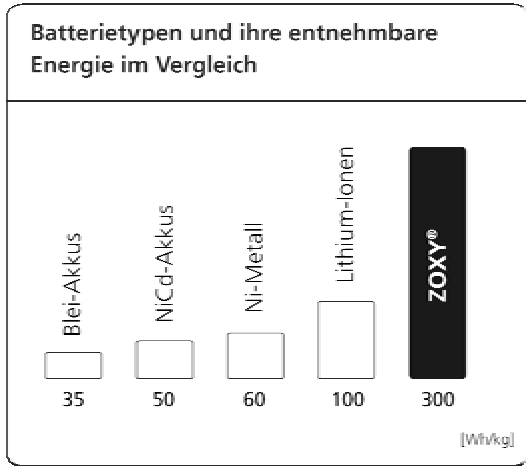


Lange Betriebszeit durch

hohe Energiedichte Gegenüber herkömmlichen Energiespeichern gleichen Gewichts weisen Zink-Luft-Zellen deutlich mehr Energie pro Gewicht auf.

Als Hochenergiespeicher erreichen die aktuellen ZOXY-Zellen Energiedichten von bis zu 300 Wh/kg .

Theoretisch können noch höhere Energiedichten erreicht werden indem der Massenanteil des Zink zunimmt.



Akkumulatoren-Technologie	Nennspannung (Volt/Zelle)	spezifische Energiedichte (Wh/kg)	volumetrische Energiedichte (Wh/dm ³)
Blei-Säure	2,0	25... 45	50... 90
Nickel-Cadmium	1,2	30... 50	40... 70
Nickel-Metallhydrid	1,2	50... 180	350... 450
Lithium-Ion (Polymer)	3,6...3,8	150... 180	350... 450
Zink/Luft	1,0	200... 300	250... 300



▪ Unempfindlich gegen Temperaturveränderungen

Während viele Brennstoffzellen häufig nur in einem Temperaturbereich oberhalb dem von Batterien bzw. Akkumulatoren einen guten Arbeitsbereich aufweisen, sind Zink-Luft-Zellen in einem Bereich von -20 bis +60 Grad Celsius einsatzfähig. 1997 belegten umfangreiche Tests unter extremen Temperaturbedingungen die Zuverlässigkeit der Technologie: In Utah in den USA legte ein Kleintransporter bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt eine Strecke von über 760 Kilometern zurück. Im gleichen Jahr fuhr ein Elektro-PKW bei großer Hitze in Kalifornien eine Strecke von rund 1.650 Kilometern.

▪ Umweltfreundlich und regenerierbar

Durch die Verwendung von Zink und Luft anstelle von Blei, Cadmium und anderen Schwermetallen sind Zink-Luft-Energiespeicher im Unterschied zu herkömmlichen Akkumulatoren frei von problematischen Stoffen und genügen den hohen Anforderungen der EU-Batterieverordnung. Zudem erfüllen die Designs der aktuellen Produkte auch bei der Rohstoffgewinnung, dem Herstellungsprozess und der Entsorgung die höchsten Anforderungen an ressourcenschonende und nachhaltige Technologie.

2 Anwendungsgebiete

Allgemein eignen sich Zink-Luft-Zellen insbesondere für die Energieversorgung von Anwendungen mit langen Laufzeiten und mittlerem Energiebedarf. Die hier aufgeführten Beispiele zeigen den ersten Fokus der Bandbreite von Zink-Luft-Zellen, die sowohl als Akkumulator als auch als Feststoff-Brennstoffzelle einsetzbar sind.

Traktion

Da die Zink-Luft-Zellen umweltfreundliche Speichermedien mit überdurchschnittlicher Energiedichte sind, lassen sich mit einem gegebenen Volumen im Traktionsbereich besonders hohe Reichweiten bzw. Einsatzzeiten für Fahrzeuge bzw. Funktionsträger erzielen.

Daher passen Zink-Luft-Zellen insbesondere in folgenden Zielapplikationen: Elektroauto, eScooter, Golf-Carts, Rollstühle.

Unabhängigkeit von Stromnetzen und hoher Energieinhalt – das sind die Anforderungen an Energiespeicher in den zunehmend mobileren Gesellschaft. Zudem gewinnt angesichts der Emissionsbelastung in Ballungsgebieten (vor allem in Südamerika und Asien) das Umweltverhalten eines Systems eine zunehmend größere Bedeutung. Daher werden verstärkt Anstrengungen unternommen in Millionenstädten wie beispielsweise Mexiko City einen Teil der PKW zu elektrifizieren, um die Schadstoffbelastung deutlich zu verringern.

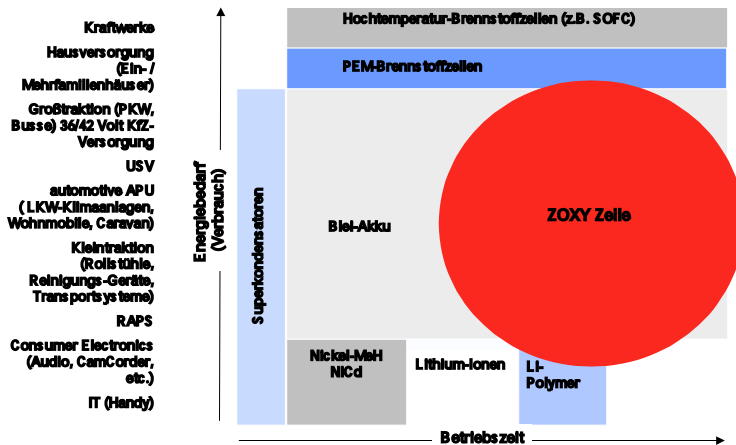


Hauptschwerpunkt ist hier die Versorgung des Elektroantriebs von Kleinfahrzeugen, so dass der Energiespeicher nicht all zu große Ausmaße annehmen muss. Bezüglich der Nutzung der Zink/Luft-Zelle als Brennstoffzelle ist Zink wesentlich einfacher handzuhaben als Wasserstoff. Die Umrüstung auf den Betrieb mit dieser Art von Brennstoffzelle ist daher vergleichsweise unkompliziert und kostengünstig. Es bedarf keiner aufwendigen logistischen Infrastruktur und besonderer Speichertechnologien (wie für Wasserstoff).

RAPS (Remote Area Power Supply)

Hier kommt die Möglichkeit einer mechanischen Aufladung durch Austauschen verbrauchter Anoden gegen neue voll zum Tragen. In strukturschwachen Gebieten ohne bzw. mit ungenügend ausgebautem Stromnetz werden kleine Batteriestationen zur Deckung des Strombedarfs im Haus- und Kleingewerbebereich bereitgestellt. Bei genügender Anzahl von solchen Stationen in einem gegebenen Einzugsgebiet kann auch eine Logistikstation zum Einsatz kommen, die Sammlung, Austausch und sonstige Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Batterie vornehmen.

Die folgende Abbildung gibt eine Einordnung der Zink/Luft-Technologie nach System ZOXY mit den damit erreichbaren Anwendungsgebieten schematisch wieder:



Verschiedene Energieträger und ihre Anwendungsbereiche

Abb. 2: Verschiedene Energieträger und ihre Anwendungsbereiche



3 Geschlossene Metall/Metall-Oxid-Kreisläufe durch Solarprozesse

Während bei Wasserstoffbrennstoffzellen das Endprodukt nach der Oxidation Wasser ist, bildet sich bei Feststoffbrennstoffzellen Metalloxid. Bei der Zink-Luft-Zelle oxidiert Zink beim Betrieb der Zelle zu ungefährlichem Zinkoxid. Zinkoxid ist industriell als weißes Pigment und zum Beispiel als Komponente zahlreicher dermatologischer Produkte bekannt und ökologisch völlig unbedenklich. Zudem kann das Endprodukt Zinkoxid ohne Umweltbeeinträchtigung während der erwähnten elektrische Wiederaufladung der Zelle in Sauerstoff und Zink gespalten werden, um den Stoffkreislauf der ZOXY-Brennstoffzelle wieder zu schließen.

Zinkoxid lässt sich mit Hilfe regenerativer Energien (beispielsweise mittels Solarofenprozeß) auf umweltfreundliche Weise zu Zink regenerieren, so dass auch in strukturschwachen Regionen ohne Stromnetz ein Brennstoffkreislauf auf Basis von Feststoffbrennstoffzellen aufgebaut werden kann.

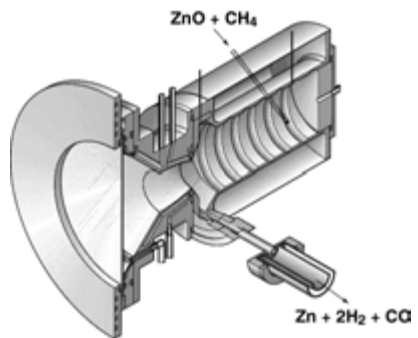


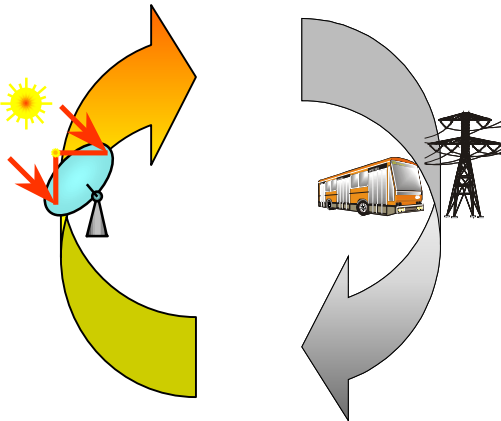
Bild 3: Zeithorizont – Alternative Wege zu Wasserstoffwirtschaft



Die aufgezeigten Eigenschaften von Zink/Luft-Zellen zeigen, dass sich schon heute mit Metall/Sauerstoff-Systemen wie der Zink/Luft-Zelle viele Applikationen schnell, leicht und kostengünstig bedienen lassen. Eine kontinuierliche Zuführung des Metalls in die Zelle sowie der ebenfalls kontinuierliche Abtransport der Endprodukte wurden bereits von amerikanischen Firmen in ihrer Machbarkeit gezeigt, weisen jedoch geringere Energiedichten auf als diskontinuierlich mit metallischem Brennstoff versorgte Zink/Luft-Zellen.

Da auch Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzellen begrenzte Einsatzdauern aufweisen und somit von einem stets fortlaufenden Betrieb derselben nicht ausgegangen werden kann (Wartung, Reparatur etc.) ist eine „mechanische Aufladung“ eine pragmatische Betriebsweise der Zink-Luft-Zellen für lange Betriebsdauern. Nimmt man mit den hier aufgezeigten wiederaufladbaren Zink-Luft-Zellen eine Applikation vor, so ergeben sich im Vergleich zu vielen anderen elektrochemischen Energiespeichern entsprechende Vielfache der Betriebsdauer von Anwendungen.

Der Aufbau von Wasserstoff-basierten Kreislaufwirtschaften für Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzellen wird hinsichtlich Produktion (Ziel: umweltfreundlich, kostengünstig, hoher Wirkungsgrad), Transport, Logistik, Lagerung und Speicherung aller Vorrausicht nach noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Metall-Luft-Zellen weisen bei genügend großem Einsatz die Möglichkeit des einfachen Aufbaus von Metall/Metalloxid-Kreislaufwirtschaften auf, bei der nur noch wenige Probleme zu lösen sind und die auch nicht annähernd das Gefährdungspotential wie bei Wasserstoff auf-



weisen.

Regenerationsschritt

Energieverbrauchsschritt



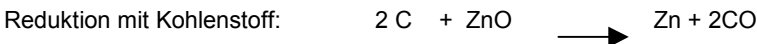
Bild 4: Geschlossener Zink/Zinkoxid-Kreislauf

Eine quantitative Beurteilung der Kreislaufwirtschaften wird erst nach Energiebilanzierung von ausreichend großen Pilotsystemen möglich sein. Im Falle von Zink/Zinkoxid wird derzeit im Rahmen des von der EU geförderten „Solzink“-Projektes die Effizienz eines Zink-basierten Wirtschaftskreislaufes im technischen Maßstab getestet.

Als Basis hierfür werden zwei Prozesse betrachtet:

- die in diesem Beitrag beschriebene Nutzung von in Zink gespeicherter Energie via Zink/Luft-Zellen
- die solarthermische Reduktion des Endproduktes Zinkoxid in einem Solarofen (Heliostat) mit geeigneten Reduktionsmitteln (hier können z.B. Methan oder auch Kohlenstoff zum Einsatz kommen). An diesen Prozeß schließt sich eine Aufarbeitung des Reduktionszinks in einem für die Zink/Luft-Zellen geeigneten Verfahren an.

Für die Reduktion des Zinkoxids können beispielsweise Methan CH_4 oder Kohlenstoff C (Festbettreaktion) herangezogen werden, so dass folgende Reduktionsprozesse ablaufen:



Die gebildeten Gase Kohlenmonoxid und Wasserstoff können weiterhin zu Wasser und Kohlendioxid unter Energieabgabe umgesetzt werden, um beispielsweise die Anlage zu betreiben.

Um eine Umweltbilanz ohne die Emission von Kohlendioxid aufzuweisen, muß das Zinkoxid sehr hohen Temperaturen ausgesetzt werden und zersetzt sich dann in die Elemente der Verbindung:





Wasserstoffspeicher – Metallhydridspeicher, Druckgasspeicher, Flüssiggasspeicher

Andreas Otto

HERA Hydrogen Storage Systems GmbH

Höfener Straße 45, 90431 Nürnberg

Tel.: (0911) 9315-700, Fax: (0911) 9315-702,

E-mail: ao@herahydrogen.com

1 Einleitung

Wasserstoff ist der Energieträger der Zukunft darin ist sich die Fachwelt einig. Auf dem Weg hin zu dieser Wasserstoffwirtschaft gilt es jedoch noch viele Fragen zu klären. Eine zentrale Frage im Zuge der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ist die Forderung nach möglichst effektiver Speicherung. Speicherverfahren wie Druck- oder Flüssiggas gehören heute zum Stand der Technik, wobei bisher mit keinem der Varianten ein Optimum an Energiedichte und -effizienz erzielt wird. Eine Alternative zu den konventionellen Verfahren ist die chemische Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden. Im Rahmen dieses Vortrages sollen alle drei Varianten etwas näher beleuchtet werden.

2 Druckgasspeicher

Die Speicherung von Gas unter Druck ist das wohl etablierteste Verfahren welches die von der Konstruktion her einfachsten Speichersysteme benötigt. Das Gas wird mittels Kompressor verdichtet und in einen Gasbehälter mit Ventil eingefüllt. Die Speicherkapazität wird durch das verfügbare Behältervolumen und den Speicherdruck bestimmt. Die Druckbehälter müssen so ausgelegt sein, daß sie den aus dem Innendruck resultierenden hohen Kräften mit ausreichender Sicherheit standhalten. Die „klassischen (Industrie-)Gasflaschen“ sind aus Stahl und als 200 / 250 bar Varianten relativ weit verbreitet. Eine Verbesserung der Speicherdichten erreicht man zum einen durch Erhöhung der Speicherdrücke sowie einen daran gekoppelten Einsatz leichter hochfester Speicherbehälter- Werkstoffe. Immer häufiger trifft man auf Behälter in Faserverbund-Bauweise (Composite). Der Behälter besteht vorzugsweise aus einem nahtlosen, metallischen Kernbehälter, dem sogenannten Liner, und einer vollständigen Umhüllung aus hochfestem Faserverbundkunststoff (Bild 1). Der Kernbehälter ist aus Gewichts-



gründen sehr dünnwandig ausgeführt und verhindert lediglich die Permeation von Wasserstoff; die Druckfestigkeit wird durch die Umwicklung mit dem Faserverbundwerkstoff (hochfeste Kohlenstofffasern und Epoxidharz) erreicht; dies bringt eine Gewichtsreduzierung um ca. 70% im Vergleich zu den „klassischen“ Stahlbehältern.

Daß damit extreme Drücke erreichbar sind, beweisen heute schon Aussagen wie „Dy-netek hat ... 825 bar Wasserstoff-Drucktank ... getestet. Der Tank barst bei 2132 bar...“ [HyWeb, 07'02] oder „...Weltrekord in gewichtsbezogener Speicherdichte mit faserverstärktem Kunststofftank von Quantum...“ [DWV, 07'02]. Die Entwicklung zu immer höheren Speicherdrücken ist natürlich auch kritisch zu betrachten. Hohe Speicherdrücke erfordern noch höhere Beladedrücke; die Anforderungen an alle Komponenten im System sind sehr hoch und über das Sicherheitsrisiko und die breite Akzeptanz der Hochdruckspeicherung streiten sich die Experten.

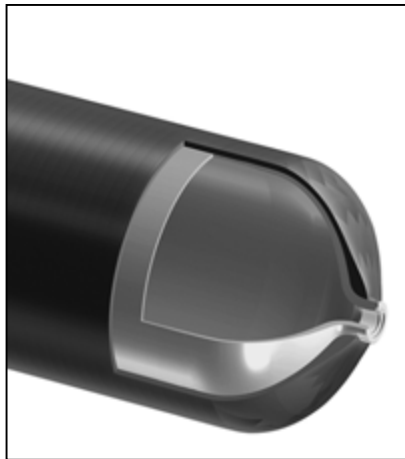


Abb. 1: Druckgasspeicher in Composite-Bauweise (Quelle: Dynetek Industries Ltd)

3 Flüssiggasspeicher (Kryospeicher)

Wasserstoff liegt bei Temperaturen unter -253°C im flüssigen Zustand vor. Unter diesen Bedingungen sind relativ hohe volumetrische Speicherdichten erreichbar. Der Aufbau der Speicherbehälter selbst ist sehr komplex; er muß gewährleisten, daß die Temperatur im Speicher konstant niedrig bleibt. Dazu ist es erforderlich, den Tank doppelwandig mit einer besonderen Isolation auszuführen. Der innere Behälter wird dabei als Druckbehälter mit ca. 6 bar Betriebsdruck ausgelegt; im Zwischenraum (ca. 15-20 mm)



befinden sich eine Vielzahl gegeneinander isolierte Strahlungsfolien in einem Vakuum mit $\leq 10^{-7}$ bar.

Im Speicher hat man zu jeder Zeit Wasserstoff sowohl flüssig als auch zu einem bestimmten Teil gasförmig vorliegen. Der Innendruck, der sich aus dem Dampfdruck des Wasserstoffs ergibt, wird durch die Temperatur im Behälter bestimmt. Ein überhöhter Druckaufbau wird durch ein Sicherheitsventil verhindert. Da eine 100%-ige Isolation des Behälters nicht möglich ist, kommt es durch die Wärmezufuhr von außen von Zeit zu Zeit zum Abblasen des Wasserstoffs über das Sicherheitsventil. Diese sogenannten Abdampfverluste betragen bei sehr guten Systemen ca. 1-2%/Tag.

Zur Gasentnahme muß dem System Wärme zugeführt werden. Die Wärmemengen leiten sich aus der Verdampfungswärme des Wasserstoffs ab.



Abb. 2: Kryobehälter zur Speicherung von Flüssigwasserstoff bei -253°C
(Quelle: Messer GmbH)

Für den Einsatz von Flüssigspeichern sprechen die hohen erreichbaren Speicherdichten und die nachgewiesene Sicherheit der Speichersysteme. Kritisch zu betrachten ist der hohe Energieaufwand zur Verflüssigung des Wasserstoffes sowie die gegen eine Langzeitspeicherung sprechenden Abdampfverluste. Aufgrund des aufwendigen Tankdesigns und der notwendigen Isolationen sind Kryospeicher erst ab einer „Mindestspeichergröße“ sinnvoll anwendbar.

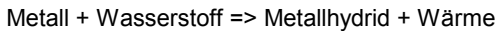
4 Metallhydridspeicher

Die Metallhydridspeicherung gehört zu den „neueren“ Methoden, die in Zusammenhang mit Brennstoffzellen und anderen H_2 -Verbrauchern genannt wird. Tatsächlich sind die Grundlagen der Metallhydridtechnik jedoch schon sehr lange bekannt und entspre-



chende Systeme wurden auch schon vor vielen Jahren angewendet (siehe z.B. Verlag TÜV Rheinland 1989: „Wasserstoffantrieb in der Erprobung“).

Metallhydride begegnen uns im täglichen Leben in Form von Elektrodenwerkstoffen in reversiblen Nickel-Metallhydrid-Batterien. Hier besteht die negative Elektrode aus einer Legierung, die bei Anlegen eines elektrochemischen Potentials (Ladestrom) Wasserstoffatome in ihr Kristallgitter einlagert und mit diesen eine chemische Bindung eingeht. Überträgt man diese elektrochemische Reaktion in eine Feststoff – Gasphasen- Reaktion, so tritt an die Stelle des elektrochemischen Potentials der Gasdruck. Die stattfindende Metall-Wasserstoff-Reaktion läßt sich in vereinfachter Form mit



beschreiben. Die Hydrierung ist ein exothermer Prozeß; die Dehydrierung verläuft endotherm. Etwas genauer betrachtet, läßt sich die Reaktion mit den in Bild 3 dargestellten Konzentrations-Druck-Isothermen (KDI) beschreiben.

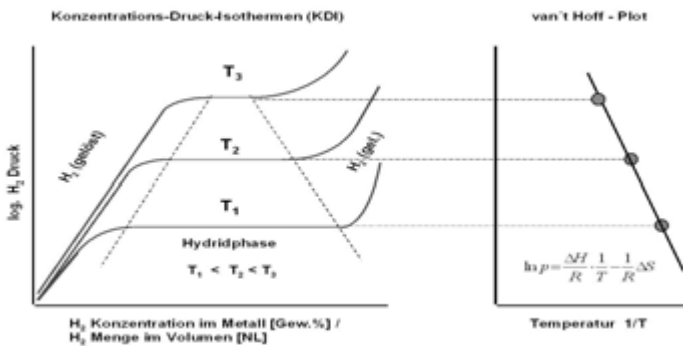


Abb. 3: KDI (links) + van't Hoff Gerade (rechts)

Bietet man einem hydridbildenden Metall Wasserstoff an, so löst dieses bei konstanter Temperatur geringe Mengen des Wasserstoffs auf Zwischengitterplätzen. Dabei kommt es zu einer Erhöhung des Wasserstoffpartialdruckes bei vergleichsweise geringer Konzentrationszunahme des Gases im Metall. Nach Überschreitung einer Sättigungskonzentration wird Metallhydrid ausgeschieden. Ohne weitere Druckerhöhung wandelt sich nun bei kontinuierlicher Wasserstoffzufuhr das gesamte Metall zu Metallhydrid um; es



bildet sich in diesem Bereich ein Druckplateau aus. Erst nachdem alles Metall in Hydrid umgewandelt ist, kommt es zur erneuten Druckerhöhung durch Lösen weiteren Wasserstoffs. Die Lage des Druckplateaus ist legierungsspezifisch und hängt weiterhin von der Temperatur ab. Niedrige Temperaturen haben niedrige Drücke zur Folge; erhöht man die Temperatur kommt es auch zu einer entsprechenden Druckerhöhung. Der Zusammenhang zwischen Temperatur und Druck ist thermodynamisch festgelegt. Aus der Lage der KDI's bei verschiedenen Temperaturen lassen sich Wertepaare aus mittlerem Gleichgewichtsdruck (p) und Temperatur (T) ermitteln. Trägt man diese in der Form

$$\ln p = f(1/T)$$

auf, so erhält man die sogenannte van't Hoff-Gerade (Abb. 1 rechts). Die Grundgleichung der van't Hoff-Geraden lautet

$$\ln p = \frac{1}{RT} \Delta H - \frac{1}{R} \Delta S$$

wobei ΔH die Enthalpie- und ΔS die Entropieänderung der Reaktion darstellen.

Ausgehend von binären und ternären Hydriden, wie z.B. TiH_2 , LaNi_5H_6 u.a., wurden zahlreiche Legierungssysteme herausgearbeitet, die eine ganz spezielle Druck-Temperatur-Charakteristik zeigen und sich daher für bestimmte Anwendungen besonders gut eignen. Als Speicherlegierungen kommen heute im wesentlichen Legierungen der Basistypen LaNi_5 und TiMn_2 zum Einsatz. Zwei typische Vertreter sind $\text{LaMM Ni}_{5-x}\text{Sn}_x$ (max. Speicherkapazität 1,5 Gew.-%) und $\text{Ti}_x\text{Zr}_{1-x}(\text{MnVFe})_2$ (max. Speicherkapazität 2 Gew.-%). Weitere Legierungen kommen aus den Gruppen FeTi , Zr_2Co oder Ti_2Ni . Die Legierungszusammensetzung beeinflusst maßgeblich die Lage der Druckplateaus bei einer definierten Anwendungstemperatur. Der Speicherdruck wird somit nicht durch das vorgegebene Behältervolumen bestimmt, sondern durch die chemische Zusammensetzung der Legierung.

Über Aufbau und die Komplexität eines Metallhydridspeichers entscheiden die Anforderungen der jeweiligen Anwendungen. Ein einfach aufgebauter Metallhydridspeicher ist in Bild 4 dargestellt. Dieser besteht aus einer Druckhülle, dem eingefüllten Metallhydridpulver sowie einem Ventil und einem Feinstaubfilter, der ein Austragen des Pulvers verhindert.

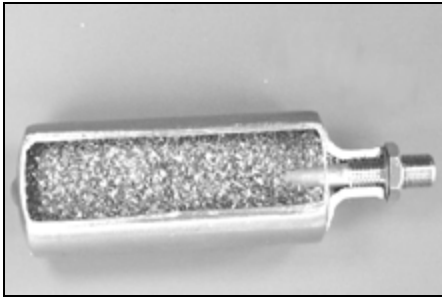


Abb. 4: Schnitt durch einen einfach aufgebauten Hydridspeicher

Praktische Anwendungen, bei denen z.B. hohe Gasflußraten benötigt werden, erfordern einen ungleich komplexeren Speicheraufbau. Aufgrund der bei der Be- und Entladung umzusetzenden Wärmemengen, müssen Metallhydridspeicher in solchen Fällen nicht nur als Druckbehälter, sondern auch als Wärmetauscher ausgelegt sein. Erst wenn das Wärmemanagement der Speicher funktioniert, ist ein Zusammenspiel mit z.B. leistungsstarken Brennstoffzellen möglich.

Metallhydridspeicher sind aufgrund ihres geringen Volumens, der einfachen Befüllung und dem niedrigen Speicherdruck die Alternative zu konventionellen Speichertechnologien. Die eingesetzten Metalllegierungen sind jedoch relativ schwer, so daß die gewichtsbezogene Speicherdichte sehr gering ist. Ein Handicap der Hydridspeicher ist nach wie vor die unvollständige Erfassung der Speichermethode in bestehenden technischen Regelwerken und die damit verbundenen Interpretationsprobleme z.B. beim Transport.

5 Gegenüberstellung spezifischer Speicherdaten

Aufgrund der unterschiedlichen Konzepte der drei Speichermethoden wird je nach Anforderungsprofil die ein oder andere auch für bestimmte Anwendungen favorisiert. Entscheidend sind dabei u.a. die Eigenschaften

- spezifische Speicherdichte (gewichts- und volumenbezogen)
- Sicherheitsanforderungen und Akzeptanz
- Investitionskosten/Folgekosten der Speicher

Um aussagefähige Vergleiche anzustellen, ist eine exakte Definition der zu vergleichenden Speichersysteme inklusive der gesamten Peripherie nötig. Dies fällt insofern schwer, da alle drei Speichermethoden noch z.T. erhebliches Entwicklungspotential bieten. Einige Trends, die sich auf Basis zahlreicher Annahmen ableiten lassen, sind in

den folgenden Grafiken dargestellt. (Grafiken: Dynetek; Basisdaten: Dynetek Europe GmbH, Linde AG, Messer GmbH, HERA GmbH)

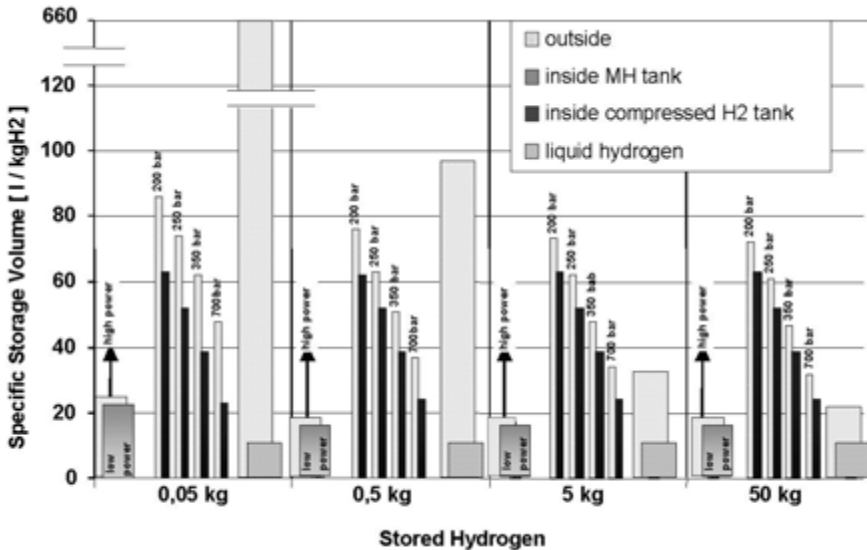


Abb. 5: Spezifisches Speichervolumen pro kg Wasserstoff; abgeschätzt für unterschiedliche Speichergrößen

In Bild 5 ist das spezifische Speichervolumen für verschiedene Größenkategorien dargestellt. Im Falle der Hydridspeicher wurden die Daten lediglich für eine „low power“-Version berechnet; wenn höhere Gasflußraten gefordert werden, erhöhen sich in der Regel Volumen und Kosten der nichtaktiven Speicherbestandteile.

Aus den beiden Grafiken, sowie einer hier nicht dargestellten Betrachtung der gewichtsbezogenen Speicherdichten, läßt sich folgendes Fazit ziehen:

- Bei kleinen zu speichernden Gasmengen schneiden Metallhydridspeicher wesentlich besser ab als Druck- und Kryosysteme; sie bieten die beste Volumeneffizienz und sind relativ kostengünstig. Das hohe spezifische Gewicht der Speicher stört erst bei größeren Systemen.
- Je größer die Wasserstoffmengen werden, desto besser schneiden Druck- und Flüssigspeicherung ab. Dies gilt sowohl für Volumen- als auch für Gewichts- und Kostenbetrachtung. Kryotanks besitzen wesentliches Kostenreduktionspotential bei sehr großen Speichern und dürften hier erste Wahl sein.

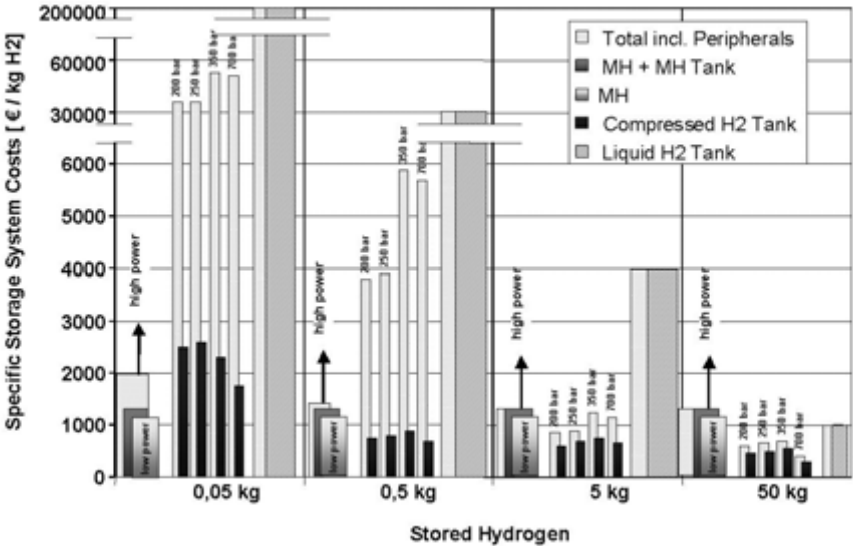


Abb. 6: Spezifisches Kosten pro kg Wasserstoff; abgeschätzt für unterschiedliche Speichergrößen

Welche Speichermethode für eine bestimmte Anwendung die geeignetste ist, kann man nur von Fall zu Fall zu beurteilen. Neben den rein technischen Anforderungen spielen hier vor allem auch Kosten, Sicherheit, Akzeptanz, Verfügbarkeit einer Infrastruktur etc. eine wesentliche Rolle. Aus heutiger Sicht kann man davon ausgehen, daß jede der drei Speichermethoden ihren Platz in einzelnen Brennstoffzellen-Anwendungen finden wird.

6 Anwendungen

Während man Druckgasflaschen (bis 250 bar) und Kryotanks seit langem in kommerziellen Anwendungen findet, werden Metallhydridsysteme sowie die neuesten Generationen der Hochdruck- und Flüssigwasserstofftanks hauptsächlich im Rahmen von Feldtests und Demonstrationsanwendungen eingesetzt. Einige dieser Anwendungen sind in den nachfolgenden Bildern dargestellt.



Abb. 7: Druckgasspeicher für FC-Bus MAN



Abb. 8: HyUPS(TM)– regenerativer Power Generator mit integriertem Druckgasspeicher (Hydrogenics / GM / Quantum)



Abb. 9: Metallhydridspeicher in Camcorder (Fraunhofer Initiative Miniature Fuel Cell)



Abb. 10: Brennstoffzellen-Stromversorgung "Replacer" (DLR)

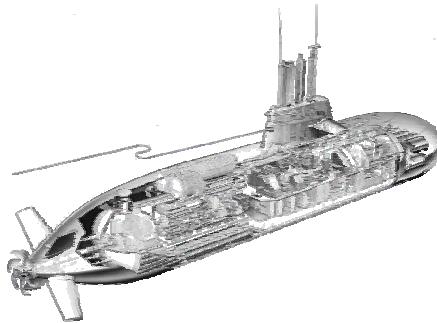


Abb. 11: Metallhydridspeicher im Brennstoffzellen- betriebenen U Boot U212 (HDW-Kiel)



Abb. 12 Prototypenfahrzeuge von DaimlerChrysler, BMW, Opel und VW (v.o.l) mit Flüssigwasserstofftank (www.hycar.de)



Kohlenstoff-Nanofasern zur Wasserstoffspeicherung - Stand der Forschung -

Prof. Dr. Jürgen Garche, Ludwig Jörissen, Raimund Ströbel^{*}
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Helmholtzstr. 8, 89081 Ulm
Tel.: (0731) 9530-607, Fax: (0731) 9530-666
E-mail: juergen.garche@zsw-bw.de, <http://www.zsw-bw.de>

1 Wasserstoffspeicherung

Wasserstoff ist vom elektrochemischen Standpunkt der Brennstoff für Brennstoffzellen mit der höchsten Effizienz. Darüber hinaus hat er eine hervorragende spezifische Energie (33 Wh/g). Die Energiedichte beträgt im idealen Zustand bei 25 °C wie bei allen Gasen jedoch nur 1,5 Wh/l. D.h., es ist schwierig, größere Mengen H₂ auf kleinem Volumen (z.B. on-board) zu speichern.

Folgende prinzipiellen Speichermöglichkeiten existieren:

Reiner Wasserstoff:

- Druckwasserstoff (bis 700 bar, RT)
- Flüssigwasserstoff (1-5 bar, ≤ -252,8 °C)
- Metallhydride metallisch (RT: 1-2 gew.%, HT: ≈ 5 gew.%, 10-50 bar)
-

Chemisch gebundener Wasserstoff:

- Metallhydride salzartig
- Eisenschwamm
- Methylcyclohexan
- Ammoniak
- Methanol

^{*} Jetzige Adresse: Victor Reinz, Neu-Ulm



- Erdgas
- Benzin
- Diesel

Die entsprechenden Volumina und Massen einiger Speichermöglichkeiten werden in der folgenden Abbildung 1 dargestellt:

Der hohen Speicherdichte der chemischen Wasserstoffspeicher steht jedoch der relativ komplizierte Weg der Freisetzung des Wasserstoffs aus der Verbindung gegenüber.

Für viele, vor allem stationäre Anwendungen ist eine Druckspeicherung von Wasserstoff bei 200 bar ausreichend. Für den mobilen Bereich müssen jedoch Grenzwerte erreicht werden, die im Folgenden kurz abgeschätzt werden:

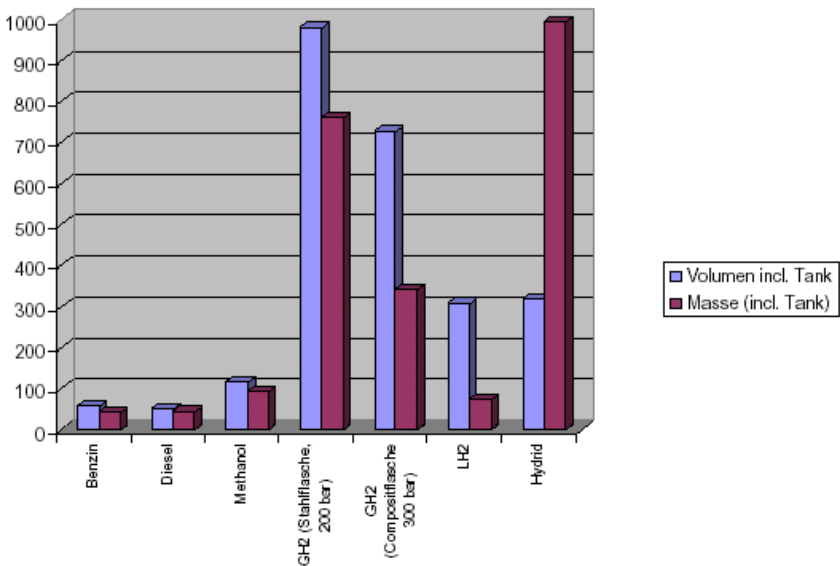


Abb. 1: Volumen(in l) und Masse(in kg) ausgewählter Wasserstoffspeicher mit Tank bezogen auf 50 l Benzinäquivalent

Für moderne, verbrauchsarme Kraftfahrzeuge mit einem Wirkungsgrad Tank zu Rad von ca. 20 % läßt sich aus einem Verbrauch von 5 l/100 km und der Energiedichte von Benzin von ca. 12,8 kWh/kg (9,14 kWh/l) ein Energiebedarf von etwa 0,5 kWh/km bzw. ein Benzinverbrauch 0,05 l/km abschätzen. Bei einer Mindestreichweite von 500 km/Tankfüllung entspricht das 250 kWh bzw. 25 l Benzin.



Bei einem Wasserstofffahrzeug mit Verbrennungsmotor, das ebenfalls einen Wirkungsgrad Tank zu Rad von ca. 20 % aufweist, müßte man für 500 km bei einem Wasserstoff-Energieinhalt von 33 kWh/kg etwa 7,5 kg Wasserstoff speichern.

Ein Brennstoffzellenfahrzeug mit einem Wirkungsgrad Tank zu Rad von 37,7 % [1] hätte damit für 500 km einen Speicherbedarf von ca. 4 kg Wasserstoff.

Akzeptiert man für das gesamte Wasserstoffspeichersystem on-board eine Masse von 50 kg, so kann man aus den für BZ-Fahrzeugen notwendigen 4 kg Wasserstoff eine Sollspeicherkapazität von ca. 7,4 gew% und ein Systemgewicht von 46,3 kg ableiten. Dieser Wert ist bezogen auf das Gesamtsystemgewicht, wobei die notwendige Speicherkapazität bezogen auf den Wasserstoffträger natürlich noch höher liegen muß.

Da diese Werte von konventionellen Wasserstoffspeichern nicht erreicht werden, hat es bisher an Versuchen nicht gefehlt, andere Speichermedien zu entwickeln. Ein Weg der dabei gegangen wurde, ist die Wasserstoffspeicherung an Kohlenstoff und insbesondere an Kohlenstoff-Nanomaterialien. Eine Einführung in die Nanofasern und in Adsorptionsphänomene wird in den nächsten beiden Abschnitt gegeben.

2 Caron Nanomaterialien

Man unterscheidet zwischen Kohlenstoff-Nanofasern (CNF) und Kohlenstoff-Nanoröhren (CNT).

Die Kohlenstoff-Nanofaser (CNF) oder auch Graphit-Nanofaser (GNF) genannt, wächst bei höheren Temperaturen aus Gemischen von kohlenstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff auf Katalysatoren auf, wobei die Graphenebenen sich der Katalysatorform weitestgehend bis in hohe Schichtlagen anpassen.

Die Orientierungen können so senkrecht auf bzw. parallel zu der Faserachse liegen (siehe Abbildung 2 bzw. Abbildung 3). Ebenso sind sogenannte „Fischgräten („herringbone“) –Strukturen (siehe Abbildung 4) möglich, die einen Schichtabstand von ca. 3,5 Å aufweisen und besonders vorteilhaft für die H₂-Speicherung sind.

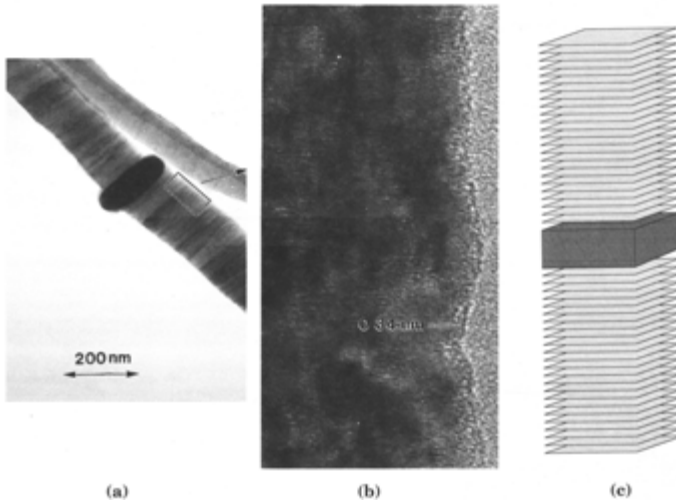


Abb. 2: Kohlenstoff-Nanofaser (CNF) mit senkrechter Ausrichtung der Graphenebenen zur Faserachse, hergestellt in CO/H₂-Atmosphäre (4:1) bei 600 °C auf Eisen-Katalysator [2], a: CNF, b: CNF in höherer Vergrößerung, c: Schematische Darstellung einer CNF, gewachsen auf einem Katalysatorpartikel

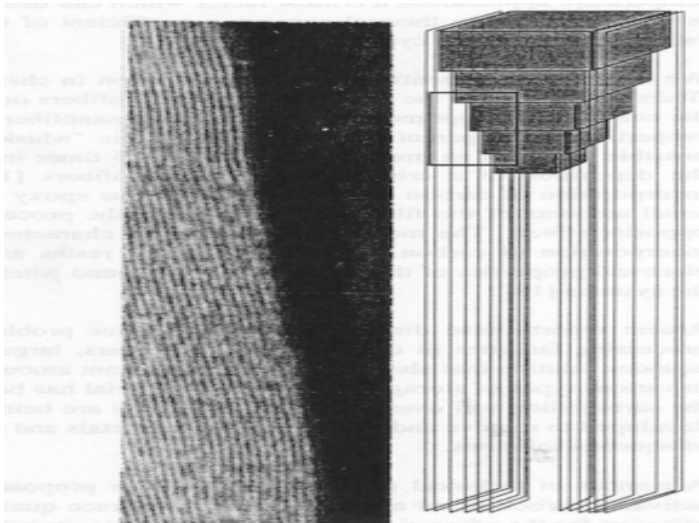


Abb. 3 : Kohlenstoff-Nanofaser (CNF) mit paralleler Ausrichtung der Graphenebenen zur Faserachse

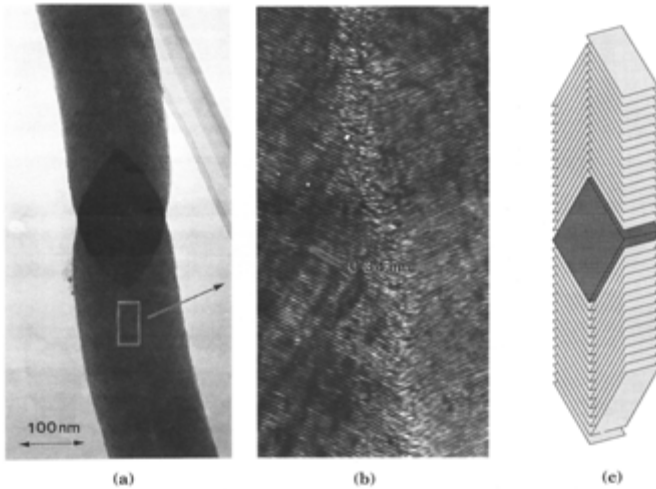
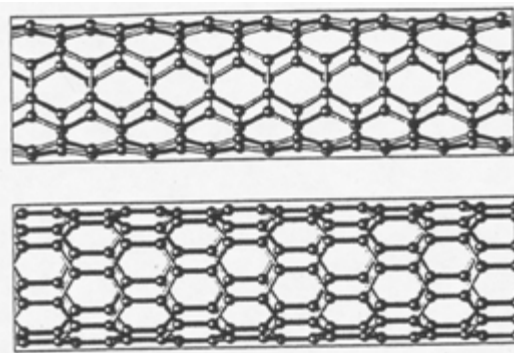


Abb. 4: Kohlenstoff-Nanofaser (CNF) mit „Fischgrätenstruktur“, hergestellt in Ethylen/H₂-Atmosphäre (4:1) bei 600 °C auf Eisen-Kupfer Katalysator [3]

a: CNF, b: CNF in höherer Vergrößerung, c: Schematische Darstellung einer CNF, gewachsen auf einem Katalysatorpartikel

Carbon-Nanotubes (CNT) sind eine weitere Strukturvariante des Kohlenstoffs. Sie werden in der Regel durch Verdampfung von Graphit im Lichtbogen oder mittels Laser hergestellt. In CNTs sind die Graphenebenen zu einem zylindrischen Röhrchen gerollt. Die Verbindung der C-Hexagonebenen kann entweder in einer Zick-Zack-, Armchair- (siehe Abbildung 5) oder chiralen Struktur erfolgen.



In line, zig-zag

Spiraling, armchair

Abb. 5: Unterschiedliche CNT-Verbindungen [4]



Materialien mit Sesselstruktur weisen eine metallische Leitfähigkeit auf. Die Kohlenstoff-Nanoröhren treten als „Single Walled Nanotubes“ (SWNT) (siehe Abbildung 6), die aus einer einzigen „aufgerollten“ Graphenlage bestehen und den mehrwandigen „Multi Walled Nanotubes“ (MWNT) (siehe Abbildung 7) auf. Die CNTs sind an ihrem unteren und oberen Ende in der Regel durch fullerenartige Strukturen geschlossen. Durch spezielle Verfahren müssen die geschlossenen Tubes für eine innere Wasserstoffspeicherung geöffnet werden.

Der innere Durchmesser der Röhrrchen beginnt etwa bei 0,7 nm und geht etwa bis zu 5 nm hoch, wobei die Länge bei etwa 10 bis 100 μm liegt. Die Durchmesser von SWNT variieren zwischen 0,67 und 3 nm, die von MWNT zwischen 30 und 50 nm. Die Inter-layer-Distanz bei den CNT liegt bei etwa 0,34 nm und damit graphitähnlich.

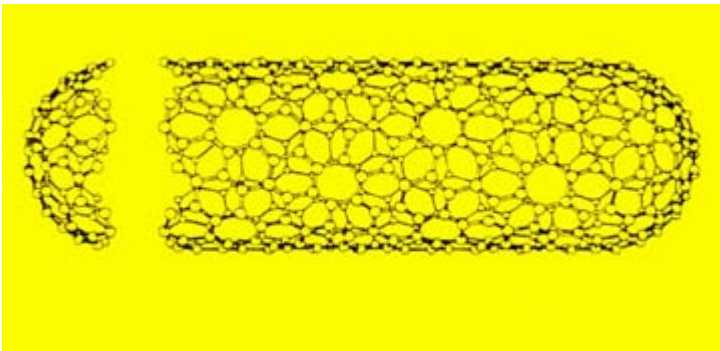


Abb. 6: Schematische Struktur einer SWNT

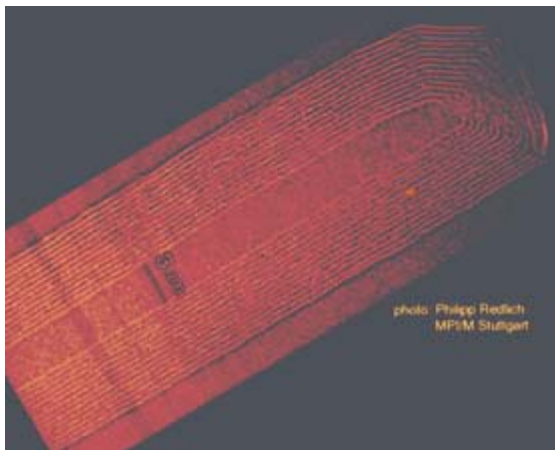


Abb. 7: Struktur einer MWNT



3 Wasserstoffadsorption an Kohlenstoffmaterialien

Die Adsorption von Gasen an Festkörperoberflächen kann physikalisch (z.B. Van der Waals) oder chemisch (Chemisorption) erfolgen.

Gase (Adsorbat) adsorbieren an Festkörpern (Adsorbents) immer dann, wenn die Bindungsenergie der Gasatome untereinander (D_{G-G}) kleiner ist als die Bindungsenergie zwischen Gasatom und Festkörperoberfläche (D_{G-F}). Die Differenz der Bindungsenergien ergibt die Adsorptionseenthalpie (ΔH_{ad})

$$\Delta H_{ad} = D_{G-G} - 2 D_{G-F} \quad (1)$$

Man geht im Allgemeinen von einer einlagigen Adsorption aus, da die Wechselwirkungen Adsorbat-Adsorbents mit der Entfernung abnimmt. Die Adsorption ist stark vom Druck und der Temperatur abhängig, wie das die folgende Abbildung zeigt.

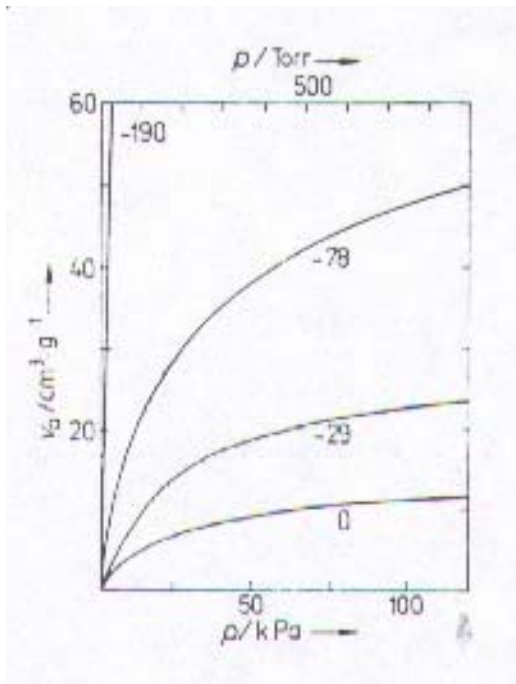


Abb. 8: Adsorptionsisotherme (N_2 auf Aktivkohle) bei verschiedenen Temperaturen (in °C bei den Kurven angegeben)



Betrachtet man den Wasserstoff als Adsorbat, kann man die maximal mögliche Menge des adsorbierten Wasserstoffs unter den folgenden Randbedingungen abschätzen:

- Adsorbiert wird nur eine Monolage
- In dieser Monolage ist der Wasserstoff als kondensiert zu betrachten, d.h., die Wasserstoffatom-Abstände entsprechen denen flüssigen Wasserstoffs.

Daraus ergeben sich die folgenden Adsorbatparameter des Wasserstoffs. Zum Vergleich zeigt die Tabelle 1 auch die Stickstoffwerte.

Als Festkörper-Adsorbents kommen viele Materialien in Frage. Kohlenstoff steht aber im Mittelpunkt des Interesses. Dies ist einerseits auf die relativ geringen Materialkosten zurückzuführen andererseits aber auch auf die Möglichkeit, dieses Material sehr großflächig herstellen zu können.

	H ₂	N ₂
Molecular mass, g/mol	2,02	28,01
Liquid-Dichte, g/cm ³	0,07	0,81
Molekülvolumen, nm ³	0,04	0,04
Moleküldurchmesser, nm	0,41	0,43
Fläche besetzt durch Molekül, nm ²	0,13	0,15
Menge Adsorbat per Flächeneinheit in der Monolage, mol/m ²	1,28 · 10 ⁻⁵	1,13 · 10 ⁻⁵
Masse Adsorbat per Flächeneinheit in der Monolage, g/m ²	2,57 · 10 ⁻⁵	1,57 · 10 ⁻⁵

Tabelle 1: Adsorbat-Parameter von Wasserstoff und Stickstoff

Als Festkörper-Adsorbents kommen Materialien mit großer Oberfläche in Frage. Kohlenstoff steht aber im Mittelpunkt des Interesses. Dies ist einerseits auf die relativ geringen Materialkosten zurückzuführen andererseits aber auch auf die Möglichkeit, dieses Material sehr großflächig herstellen zu können.

Würde man einen großflächigen Kohlenstoff von 2000 m²/g (entspricht ca. ¼ Fußballplatz) mit einer Monolage Wasserstoff belegen, könnte man theoretisch ca. 2,5 gew.% Wasserstoff speichern. Dieser Wert wird aber nicht erreicht, da es einerseits zusätzlich zu den in Gleichung (1) dargestellten Wechselwirkungen auch zu Wechselwirkungen zwischen dem Adsorbatwasserstoff sowie zwischen Bulkwasserstoff und Adsorbatwasserstoff kommt und andererseits die notwendigen hohen Drucke und tiefen Temperaturen unter Praxisbedingungen kaum zu händeln sind.

Hingegen findet man in erster Näherung eine gewisse Linearität zwischen der Speicherkapazität und der BET-Oberfläche der C-Adsorbentien [5].

Bei der Adsorption von Wasserstoff an CNF mit senkrechtem Graphenschichtverlauf zur Faserachse dürfte es keinen zusätzlichen Speichereffekt gegenüber herkömmlichen Graphit gegeben, der Wasserstoff wird zwischen den Schichten gespeichert (siehe Abbildung 9).

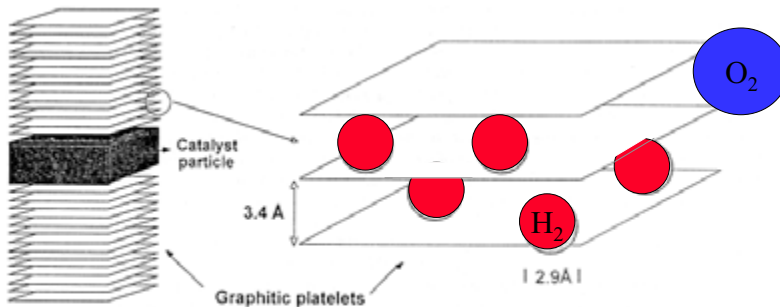


Abb. 9: CNF mit senkrechter Schichten zur Faserachse und Wasserstoffspeicherung zwischen den Graphenebenen

Tritt jedoch eine Krümmung auf und sind die CNT geöffnet, ist zusätzlich zum Flächeneffekt auch die Krümmung der Graphenebenen und die Cavität der Röhre zu berücksichtigen. Die Krümmung führt zu einer Verstärkung der Wechselwirkung in der Fläche und bei Röhren mit einem Durchmesser von wenigen Molekülen wird die klassische Adsorption zusätzlich durch Potentialfelder von der gegenüberliegenden Wand überlagert und verstärkt die Wasserstoffadsorption [6]. Diese kann so stark werden, daß es zusätzlich zur Oberflächenadsorption zu einer Bulk-Kondensation des Wasserstoffs in den Nanoröhrchen kommen kann.

Die dadurch mögliche Wasserstoffspeicherung wird stark erhöht, wie aus der folgenden Abbildung hervorgeht. Diese Abbildung geht von Modellannahme aus, daß bei MWNTs die Zwischenschichten nicht an der Wasserstoffspeicherung beteiligt sind [6]. Andere Modelle (z.B. Dresselhaus [7] sehen aber diese Zwischenschichten als adsorptionsfähig an. Die bisher gefundenen Resultate unterstützen aber die Modelle mit nicht aktiven Zwischenschichten.

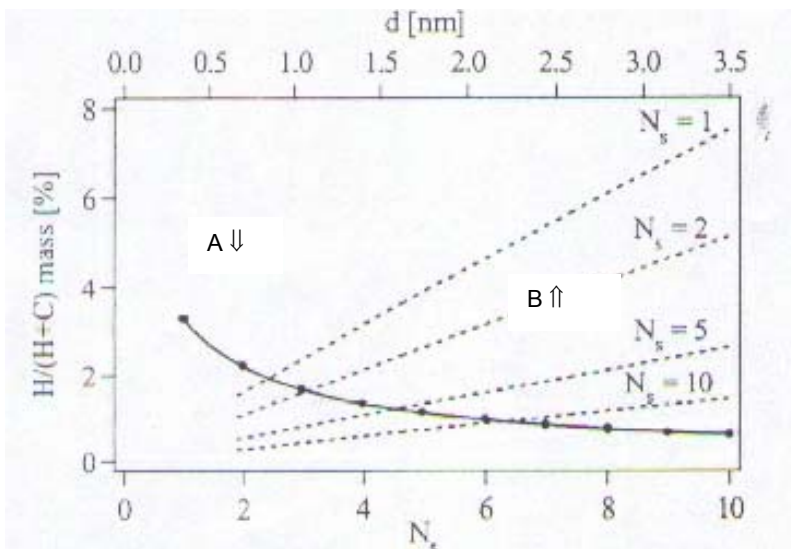


Abb. 10: Adsorbierte Wasserstoffmenge auf CNT berechnet unter Kondensationsannahme
A – In den Röhrcchen kondensierter Wasserstoff als Funktion der Zahl der Shells (N_s)
B – Monolagen adsorbiert an der CNT-Oberfläche als Funktion des Röhrchendurchmessers [8]

Diese Abbildung zeigt, daß bei MWNT der Gewinn an zusätzlicher aktiver Oberfläche durch die zunehmende inaktive Masse (die Zwischenschichten sind adsorptionsfähig) überkompensiert wird.

Das Verhältnis der Wasserstoffadsorption im Röhrcchen zu der auf der Oberfläche fällt sehr stark mit ansteigender Temperatur. Es beträgt bei 50 K noch 10.000 und fällt auf 100 bei 77K. D.h., es ist zu erwarten, daß bei Raumtemperatur dieser Röhrccheneffekt praktisch nicht mehr sichtbar ist.

Was ist möglich ?

In der folgenden Abbildung wird die volumetrische zur gravimetrischen Wasserstoffdichte für verschiedene Materialien (Metallhydride, Kohlenwasserstoffe und auch Nanotubes) dargestellt.

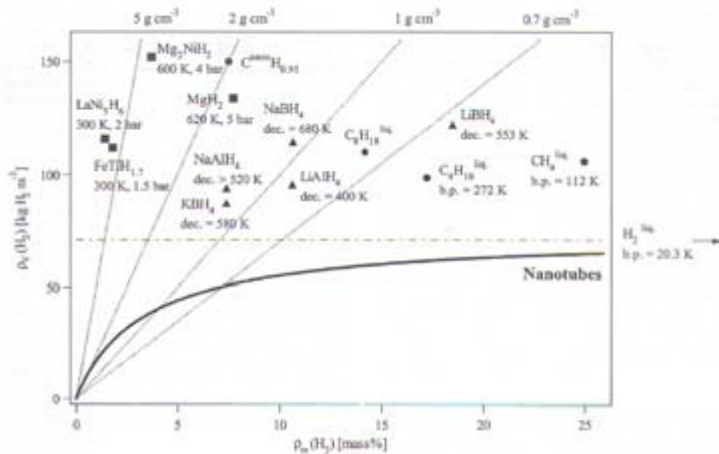


Abb. 11: Volumetrische vs. gravimetrischen Wasserstoffdichte für verschiedene Speicher-materialien

Interessant ist, daß die volumetrische Dichte des in Metallhydriden gespeicherten Wasserstoffs doppelt so groß ist, wie die flüssigen Wasserstoffs. Dies ist darauf zurückzuführen, daß die Intercalation des Wasserstoffs im atomaren Zustand erfolgt, der Wasserstoff im flüssigen Zustand jedoch molekular gebunden ist.

Auf Basis des oben beschriebenen Modells (Monolage kondensiert) liegen alle CNTs auf der eingezeichneten Linie und unterhalb des flüssigen Wasserstoffs. Daher besteht der einzige theoretische Weg die Speicherdichte zu erhöhen, darin, daß der Wasserstoff dissoziieren muß und mit dem Wirtsmaterial eine starke covalente Bindung eingeht oder analog zu den Metallhydriden einen Elektronentransfer zum Wirt vornimmt.

Dieser theoretische Ansatz konnte aber bisher nicht in die Praxis umgesetzt werden.

4 Wasserstoffspeicherung in Kohlenstoff-Nanostrukturen

- Wunsch und Wirklichkeit -

Adsorption von Wasserstoff an Kohlenstoff ist seit längerer Zeit bekannt. Sie wurde in den 80er Jahren sowohl bei Raumtemperatur als auch bei tiefen Temperaturen intensiv untersucht. Bei diesen Untersuchungen konnten 0,5 gew% bei Raumtemperatur und Drucken bis 60 bar gefunden werden. Bei sehr tiefen Temperaturen wurden Werte um 8 gew% bei einem Druck von 60 bar erreicht [9].

Beim Studium der neueren Literatur wurden z.T. sehr erstaunliche Ergebnisse gefunden. Da diese Resultate nicht reproduziert werden konnten, wurde unter Einbeziehung



von Industrieunternehmen, Forschungsinstituten und Universitäten ein vom BMBF gefördertes Forschungsprojekt unter der Leitung der Robert Bosch GmbH (Dr. Grünwald) durchgeführt. Neben der, auch praktischen Evaluierung von Literaturdaten wurden auch experimentelle Untersuchungen zu Synthese geeigneter CNT und CNF durchgeführt und diese hinsichtlich ihres Wasserstoffaufnahmevermögens sowie strukturell und spektroskopisch untersucht. Die experimentellen Arbeiten werden durch Modellierungsrechnungen unterstützt.

Die folgende Tabelle 2 zeigt zusammengefaßt die Ergebnisse der Literaturstudie. Da bisher weltweit nicht annähernd die Resultate der Gruppe Rodriguez/Baker [10] reproduziert werden konnten, wurde sich auf die Ergebnisse der Arbeiten der Gruppe um Heben [11] und Lin [12] sowie auf die Arbeiten am DERA konzentriert.

Heben findet bei der Untersuchung hochgereinigter, geöffneter SWNT nach einer Reinigung durch Temperung bei 1000 K zur Entfernung von CO₂ eine reversible Speicherkapazität von 6,5 bis 7 gew%. Diese Werte wurden durch Beladung bei Raumtemperatur nach anschließender Abkühlung auf Flüssigstickstofftemperatur mittels einer thermischen Desorptionssmessung beobachtet. Die Wasserstofffreisetzung erfolgte in zwei Stufen, wobei 2/5 des gespeicherten Wasserstoffs bis Raumtemperatur desorbiert, die restlichen 3/5 bei etwa 300 °C freigesetzt werden.

Baker/Rodriguez, NE Univ.Boston	RT	120 bar	GNF	67 w%
Ch.Ahn (CALTECH) et al.	80K	7 MPa	MWNT	8,25 w%
Heben et al (IREN, Golden CO)	RT (LN₂, 200°C)	0,1 MPa (~1 bar)	SWNT	7 w%
Cheng (Uni Shenyang)	RT	110 bar	VGCNF	<12,8 w%
Cheng + M.Dresselhaus	RT	110 bar	SWNT	4,2 w%
Cheng(Uni Shenyang)	RT	110 bar	SWNT	5,7 w%
Lin et al. (Univ. Singapur)	up to 400°C	1 bar	MWNT	14 -20 w%
DERA/ Univ.Loughborough	RT	120 bar	GNF	6 w%
BMBF-Projekt	D	Verifikation der publizierten Experimente. Gefundene Speicherkapazität ≤1 w% in SWNT		
Schlapbach (Uni Fribourg)	CH	elektrochemisch	in 6 M KOH	2 w%

Tabelle 2: Aktuelle experimentelle Daten zur Wasserstoffspeicherung



Die Arbeiten an der Universität Singapur (Lin et al.) wurden durchgeführt mit der Zielstellung der Erweiterung der Zwischenwall-Abstände und damit einer Erhöhung der Adsorptionsfläche MWNT. Dazu wurde die MWNT mit Li-Salzen dotiert und dabei bis ca. 20 gew.% Wasserstoffadsorption gefunden. Diese Ergebnisse wurden am ZSW Ulm nachgeprüft (siehe Abbildung 12).

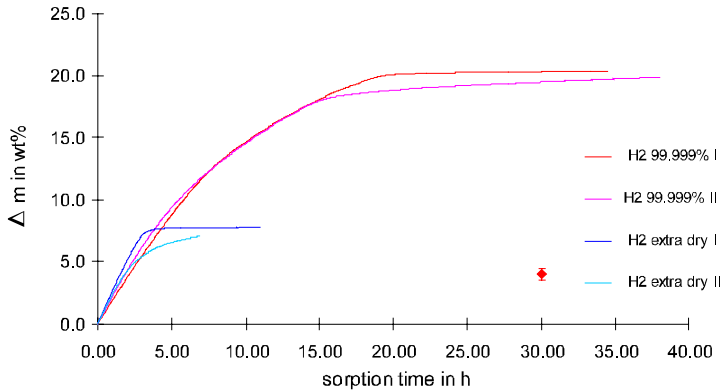


Abb. 12: Gewichtszunahme einer Li⁺-gedopten C-Probe in Wasserstoffatmosphäre a: H₂ 99,999% b: H₂ extra dry

Es zeigte sich, daß die 20 %ige Wasserstoffspeicherdichte zum größten Teil auf eine Wasseradsorption zurückzuführen war. Auch die Ergebnisse mit extra dry H₂ (über Palladiummembran) sind durch andere Spurengase überlagert, wie Vergleichsmessungen mit Helium zeigten.

Bei DERA wurden Herringbone-GNF durch katalytische Zersetzung von Ethen an einem Fe/Ni/Cu-Katalysator hergestellt. Mit diesen Materialien wurde innerhalb einer Charge eine maximale Speicherkapazität von 6,5 bis 7 gew% gemessen. Nach einer Modifikation im Herstellprozess können derzeit nur noch Werte < 1% gefunden werden, die vorherigen Ergebnisse sind nicht mehr wiederholbar.

Im Rahmen eines von der Wasserstoffinitiative Bayern geförderten Projekts wurden mehrere Carbon-Nanomaterialien mit einer Druckwaage untersucht [5]. Die untersuchten Materialien hatten eine maximale Speicherkapazität von 1,6 gew%, wobei die höchsten Werte von Aktivkohlen erreicht wurden.

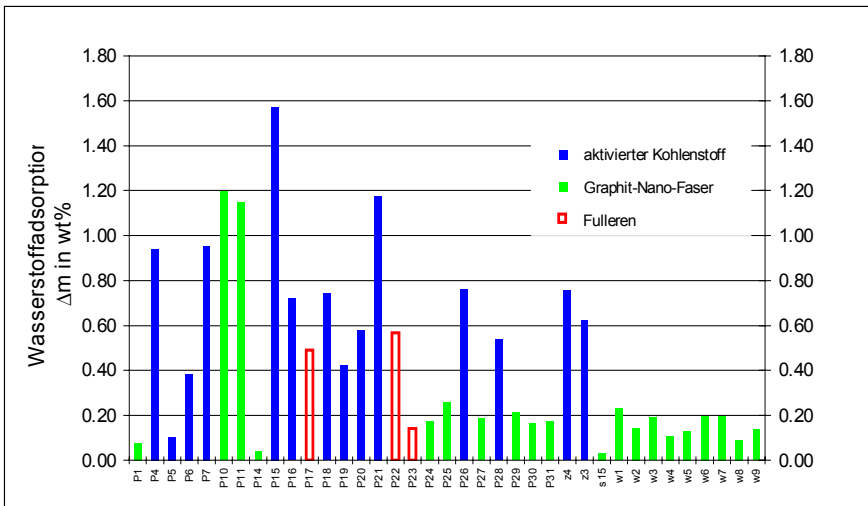


Abb. 13: Wasserstoffadsorption an Aktivkohle und GNF

Die Adsorption- Desorptionskurven konnten in der Regel durch eine Langmuirsche Adsorptionskurve sehr gut beschrieben werden. Bei einigen GNF-Proben wurde jedoch die Ausbildung einer Art Plateau sowie ein Hystereseverhalten beobachtet. Bei diesen Proben ergab sich auch ein im Vergleich zur geometrischen Oberfläche erhöhtes Wasserstoffspeichervermögen.

Ferner zeigten einige GNF Materialien in kalorimetrischen Experimenten bei der Wasserstoffbeladung zunächst ein endothermes Ereignis, während bei Aktivkohlen stets nur exotherme Ereignisse, die durch die Adsorptionswärme verursacht werden, beobachtet wurden. Untersuchungen zur Klärung sind in Arbeit.

Die Ergebnisse mit Speicherdichten von > 2 % bei RT konnten bisher weltweit nicht bestätigt werden, was wahrscheinlich im wesentlichen mit den experimentellen Bedingungen zusammenhängt.



5 Zusammenfassung und Ausblick

Theoretische Betrachtungen und Modellrechnungen sagen ein Wasserstoffspeichervermögen von 4 bis 14 gew% in Carbon-Nanomaterialien voraus.

Die im Rahmen der Wasserstoffinitiative Bayern und des BMBF-Projekts tatsächlich gemessenen Werte der Wasserstoffspeicherung in Carbon-Nanomaterialien liegen $\leq 1,6$ % und sind für einen praktischen Einsatz noch zu gering. Das für alkaliionendotierten Materialien berichtete hohe Wasserstoffspeichervermögen kann größtenteils auf die Aufnahme von Wasser zurückgeführt werden.

Die Synthesen zu C-Nanomaterialien brachten jedoch Ergebnisse, die im spin-off für Li-Intercalations- und Supercapacitormaterialien genutzt werden könnten.

Die Reproduktion der in der Literatur berichteten Ergebnisse war bis heute erfolglos. Es bleibt jedoch die Frage nach noch „unbekannten“ Parametern während der Probenherstellung, Lagerung und Aktivierung.

6 Danksagung

Die Arbeiten wurden vom BMBF unter dem Förderkennzeichen 13N7576 unterstützt. Die Arbeiten des ZSW wurden zusätzlich von der Wasserstoffinitiative Bayern unter dem Förderkennzeichen 1307/68578/26/97 gefördert.



7 Literatur

- [1] W. Toepler, Tagungsband 7. OTTI-Fachsymposium Brennstoffzellen, Würzburg 17. und 18. Oktober 2000
- [2] Langmuir, Vol.11,Nr.10, 1995, p. 3864
- [3] Langmuir, Vol.11,Nr.10, 1995, p. 3863
- [4] Science, Vol.281 14:August 1998, p. 941
- [5] R. Ströbel, L. Jörissen, T. Schliermann, V. Trapp, W. Schütz, K. Bohmhammel, G. Wolf, J. Garche, J. Power Sources, 84 (1999) 221-224
- [6] G. Stan, M.W. Cole, Low Temperature Physics 100 Nos. ½ (1998) 539
- [7] M. Dresselhaus, Carbon-Based Materials, Vortrag beim „Fall Meeting 1998“ Materials Research Society, Boston,
- [8] A. Züttel, P. Sudan, Ph.Mauton, T. Kiyobayashi, Ch. Emmenegger, L. Schlapbach, Int. Journal Hydrogen Energy, (2001) 27/2 (2001) 203
- [9] C. Carpetis, W. Peschka, Untersuchungen mit Kryoabsorbentien und vergleich der alternativen Wasserstoffspeichermethoden, Studie der Deutschen Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DFVLR), Stuttgart, 1981.
R. Chahine, T.K. Bose, Characterization and optimization of adsorbents for hydrogen storage, Proc. 11th World Hydrogen Energy Conf.. Stuttgart, 1996, pp. 1259-1263
R. Chahine, T.K. Bose, Low pressure adsorption storage of hydrogen, Int. J. Hydrogen Energy 19(2) (1994) 161-164
- [10] N. M. Rodriguez, J. Mater. Res. Soc, 8(12) (1993) 3233-3250
N. M. Rodriguez, R.T. Baker, US Patent No. 5,653,951 (1997)
A. Chambers et al. J. Phys. Chem B 102 (1998) 4253-4256
- [11] A.C. Dillon, K.M. Jones, T.A. Bekkedahl, C.H. Kiang, D.S. Bethune, M.J. Heben, Nature 386, (1977) 377-379
M.J. Heben, A.C. Dillon, T. Gennet, J.L. Alleman, K.M. Jones, „Rapid, Room Temperature, Atmospheric Pressure Storage of hydrogen in SWNTs“, Kirchberg Winter School on Molecular Nanostructures (2000)
- [12] P. Chen, X. Wu, J. Lin, K.L. Tan, Science 285 (1999) 91-93



Doppelschichtkondensatoren – Technik, Kosten, Perspektiven

Dr. Rüdiger Kötz
Forschungsbereich Allgemeine Energie
Paul Scherrer Institut
CH-5232 Villigen PSI, Schweiz
Tel.: +41 56 310 2057, Fax: +41 56 310 4415
E-mail: ruediger.koetz@psi.ch

1 Einleitung

Doppelschichtkondensatoren (DSK, auch Superkondensatoren, Supercaps, Ultracaps, etc. genannt) sind elektrochemische Energiespeicher. Sie speichern im gleichen Volumen viel mehr Energie als konventionelle Kondensatoren. Im Vergleich zu Batterien können Superkondensatoren diese Energie viel schneller abgeben. Das Prinzip der Energiespeicherung in der elektrochemischen Doppelschicht (Helmholtz-Schicht) ist lange bekannt und die ersten Patente zur Anwendung in Kondensatoren wurden 1957 angemeldet. In den 90-er Jahren fanden Doppelschichtkondensatoren im Zusammenhang mit der Förderung der Entwicklung von Hybrid-Elektrofahrzeugen in den USA durch das DOE starke Beachtung. Doppelschichtkondensatoren (DSK) erfüllen hier die Funktion eines KurzzeitzwischenSpeichers, der neben der Brennstoffzelle oder der Batterie Spitzenleistungen abdeckt und zusätzlich Bremsenergie rückspeichert. Heute investieren und entwickeln viele Firmen wie Maxwell Technologies, EPCOS, Panasonic, NEC, NESS und andere im Bereich der Doppelschichtkondensatoren. Anwendungen von DSK zielen auf Leistungserhöhung zusammen mit Batterien oder Brennstoffzellen oder auch auf eine Erhöhung der Energie zusammen mit konventionellen Kondensatoren. Unter Umständen kann der DSK auch als Batterieersatz eingesetzt werden. Die Einsatzgebiete reichen von Startermodulen für Dieselaggregate, über Hybridantriebe in Elektrofahrzeugen, unterbrechungsfreie Stromversorgungen, Laptops, Handies bis hin zu Spielzeugen. Ausführliche Diskussion der Grundlagen, der Technik und der Anwendungen von DSK wurden von Conway /CONWAY 2001/ oder Kötz /KÖTZ 2001/ an anderer Stelle gegeben.



2 Technik

In einer Darstellung der Leistungsdichte als Funktion der Energiedichte (Ragone Plot) füllen die DSK die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren (Elektrolyt-, Filmkondensatoren) und Batterien. In Abbildung 1 sind die Bereiche der verschiedenen elektrochemischen Speicher und Konverter schematisch dargestellt. DSK decken den Energiebereich zwischen 0.1 Wh/kg und 10 Wh/kg mit einer spez. Leistung von > 1 kW/kg ab. Im Folgenden sollen die grundlegenden Prinzipien des DSK, Materialaspekte und die Eigenschaften von Doppelschichtkondensatoren diskutiert werden.

Die technischen Aspekte der Doppelschichtkondensatoren (DSK), wie Aufbau und Herstellung, sind mit denen der Batterien – speziell Lithium-Ionen Batterien – vergleichbar. Die verwendeten Materialien (Aluminium als Stromsammler, organischer Elektrolyt, Kohle als Elektrodenmaterial) sind teilweise ähnlich.

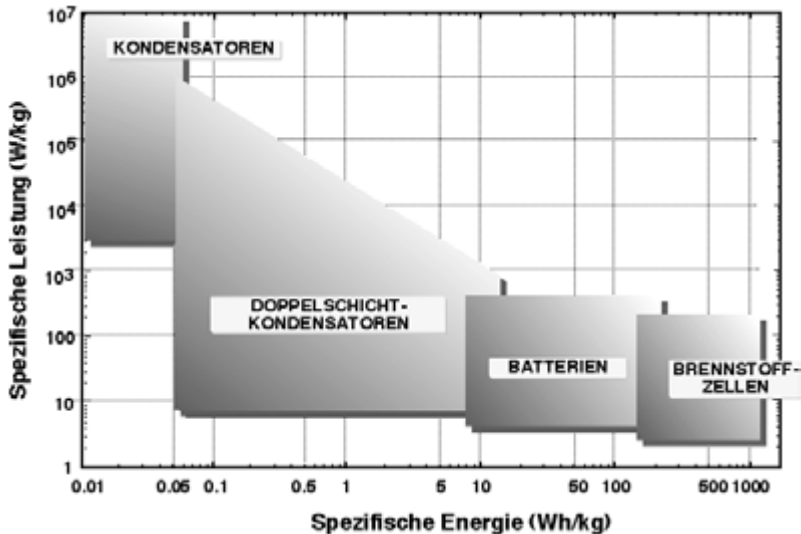


Abb. 1: Relation zwischen spez. Energie und spez. Leistung verschiedener elektrochemischer Speicher und Wandler

2.1 Grundlagen

Die Energiespeicherung in der elektrochemischen Doppelschicht ist lange bekannt und beruht auf der Tatsache, dass die Ladung der elektronisch leitenden Elektrode an der Elektroden/Elektrolyt (Elektronenleiter/Ionenleiter) Grenzfläche durch einen Überschuss der entsprechenden Gegenionen des Elektrolyten kompensiert (abgeschirmt) wird. Diese Doppelschicht kann als Kondensator mit einer typischen Kapazität von ca. 10

$\mu\text{F}/\text{cm}^2$ betrachtet werden. Die relativ hohe Kapazität beruht auf der geringen Dicke der Doppelschicht. Bei konzentrierten Elektrolyten mit hoher Ionendichte beträgt die Dicke der Doppelschicht nur einige Å. Da die Kapazität C des Plattenkondensators nach $C = A \cdot \epsilon \epsilon_0 / d$ umgekehrt proportional zur Dicke d ist, ergibt sich mit einer DK der Doppelschicht von $\epsilon \approx 10$ und einem d von 10 \AA eine Kapazität von $8.8 \mu\text{F}/\text{cm}^2$. Das elektrische Feld in der Doppelschicht kann Werte von bis zu $10^6 \text{ V}/\text{cm}$ annehmen. Der entscheidende Schritt zu noch höheren Kapazitäten und damit zu einem höheren Energieinhalt ist die Verwendung von Elektrodenmaterialien mit hoher Oberfläche. Das Prinzip der Energiespeicherung in der Doppelschicht und der Potentialverlauf eines DSK sind in Abb. 2 dargestellt. In den Doppelschichten beider Elektroden fällt ein Teil der Nennspannung ab. Der DSK besteht also aus der Serienschaltung zweier Kapazitäten.

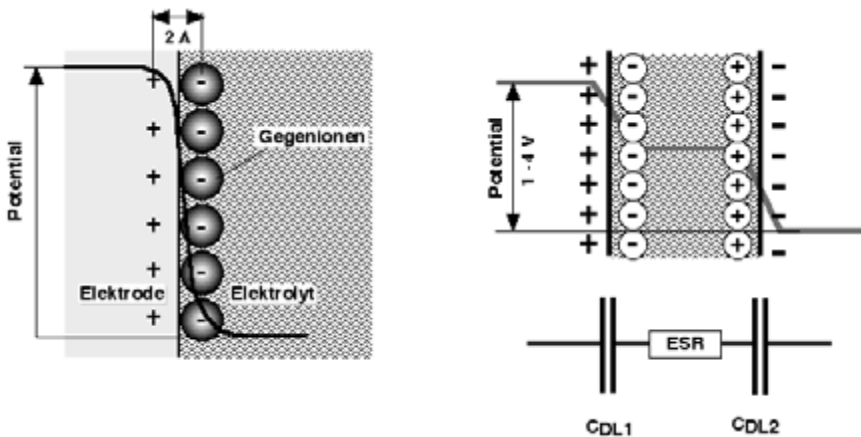


Abb. 2: Prinzip der Ladungsspeicherung in der Doppelschicht (links) und zugehöriger Potentialverlauf in einem DSK mit Ersatzschaltbild.

Für eine Aktivkohle mit $1000 \text{ m}^2/\text{g}$ ergibt sich bei einer Doppelschichtkapazität von $10 \mu\text{F}/\text{cm}^2$ eine spezifische Kapazität von $100 \text{ F}/\text{g}$. Ein Doppelschichtkondensator enthält zwei dieser Elektroden, die in Serie geschaltet sind, so dass sich die spez. Kapazität auf $25 \text{ F}/\text{g}$ bezogen auf das aktive Elektrodenmaterial reduziert. Der Energieinhalt eines solchen Kondensators berechnet sich nach $E = 1/2 C U^2$, wobei U die Nennspannung des Kondensators ist. Für eine Nennspannung von 1 V bzw. 2.5 V erhält man eine Energiedichte von $3.5 \text{ Wh}/\text{kg}$ bzw. $21.7 \text{ Wh}/\text{kg}$ bezogen auf das Gewicht des aktiven Kohlematerials. Berücksichtigt man, dass nur ca. $1/3$ des Kondensatorgewichtes von der Kohle herrührt, so erhält man Werte von $3 \text{ Wh}/\text{kg}$ bzw. $7 \text{ Wh}/\text{kg}$, was den heutigen praktischen Werten recht nahe kommt (siehe auch Tabelle 1).



2.2 Materialien

Kohle in verschiedenen Modifikationen ist das vorwiegend verwendete Elektrodenmaterial in heutigen DSK. Kohle ist relativ kostengünstig und das Material, bei dem die Energiespeicherung überwiegend in der Doppelschicht stattfindet und die Pseudokapazität durch Faradaysche Reaktionen klein ist. Aktivierte Kohlen mit einer Oberfläche von $> 1000 \text{ m}^2/\text{g}$ erlauben Kapazitäten von 80 - 100 F/g bezogen auf die Aktivmasse und auf eine Elektrode /Shi 1996/.

Deutlich höhere spezifische Kapazitäten bis zu 750 F/g können mit Metalloxiden wie RuO_2 erreicht werden /ZENG 2001/. Die hohe spez. Kapazität kompensiert die niedrige Zellspannung von 1 V, da RuO_2 nur mit wässrigem Elektrolyten eingesetzt werden kann. Trotz der hohen Materialkosten ist der Einsatz von RuO_2 aber für Spezialanwendungen und für kleinere Kondensatoren denkbar, da hier die Materialkosten an Bedeutung verlieren.

Verschiedene elektroaktive Redox-Polymere werden ebenfalls als aktives Material in DSK diskutiert. Es wurden spez. Kapazitäten von $> 200 \text{ F/g}$ demonstriert /MASTRAGOSTINO 2000/. Kostenaspekte und die Stabilität dieser Materialien sind allerdings für einen kommerziellen Einsatz in DSK noch nicht ausreichend behandelt. Eine Zusammenstellung der häufigsten Elektrodenmaterialien für DSK wurde von Sarangapani gegeben /SARANGAPANI 1996/.

Als Elektrolyt werden vorwiegend organische Elektrolyte auf der Basis von quaternären Salzen wie Tetraethylammoniumborofluorid (TEABF) und Acetonitril oder Propylenkarbonat als Lösungsmittel eingesetzt. Organische Elektrolyte erlauben eine Zellspannung von typisch 2.5 V. Höhere Spannungen können für kurze Zeiten angelegt werden, reduzieren aber die Lebensdauer des DSK. Die relativ geringe spezifische Leitfähigkeit organischer Elektrolyte von ca. 20 mS/cm ist allerdings ein Nachteil, der die Leistungsdichte des DSK reduziert. Die hohen Anforderungen an den Elektrolyten bezüglich Stabilität, Preis, Giftigkeit und Umweltverträglichkeit wurden auch für Anwendungen in Li-Batterien untersucht und sind auf DSK weitgehend übertragbar /PISTOIA 1994/.

Wässrige Elektrolyte wie KOH oder H_2SO_4 werden nur in wenigen DSK eingesetzt. Obwohl Zellen mit wässrigen Elektrolyten nur eine Nennspannung von max. 1.2 V aufweisen, erlaubt die höhere Leitfähigkeit des Elektrolyten von ca. 1 S/cm einen deutlich kleineren Innenwiderstand und damit höhere Leistungen.

2.3 Zellen Design

Das Design der Doppelschichtkondensatoren unterscheidet sich nur unwesentlich von dem der Batterien. Vorwiegend handelt es sich um monopolare Anordnungen, bei denen die Elektroden gewickelt (siehe Abb. 3 /SCHNEUWLY 2002/) oder gestapelt sind.

Die monopolare Anordnung mit langen gewickelten oder einer Vielzahl gestapelter Elektroden erlaubt grosse Elektrodenoberflächen, wie sie für grosse Kapazitäten erforderlich sind.

Ein bipolares Design wird nur in seltenen Fällen verwendet. Die bipolare Anordnung hat den Vorteil eines optimalen Stromflusses mit kurzen Wegen senkrecht durch die Elektroden und ermöglicht somit einen reduzierten Leitungswiderstand /KÖTZ 2001/. Die Hintereinanderschaltung mehrerer Zellen über die bipolaren Elektroden erlaubt höhere Spannungen in einem Bauteil. Ein entscheidende Herausforderung bei einer bipolaren Anordnung ist die Dichtung der einzelnen Zellen, die untereinander keinen Elektrolytschluss aufweisen dürfen.

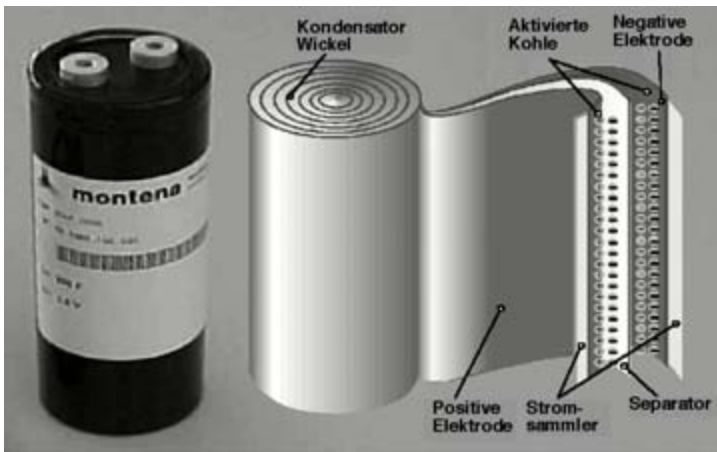


Abb. 3: Gewickelter Doppelschichtkondensator der Firma montena

2.4 Eigenschaften

Die Eigenschaften eines DSK werden durch die drei Größen maximale Kapazität, ESR (equivalent series resistance) und durch die Nennspannung bestimmt. Aus diesen Angaben lassen sich die maximale Energie E und maximale Leistung P des Kondensators nach $E = 1/2 CU^2$ und $P = U^2 / (4 ESR)$ berechnen. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass diese Maximalwerte im Einsatz wenig aussagekräftig sind, da die max. Energie nur bei verschwindender Leistung und die max. Leistung nur für sehr kurze Zeiten zur Verfügung stehen. Dieser Sachverhalt wird aus Abb. 4 deutlich, wo die spezifische Leistung als Funktion der spezifischen Energie eines typischen DSK mit organischem Elektrolyten und einer Kapazität von 1800 F dargestellt ist. Der Arbeitsbereich des Kondensators liegt bei einer Zeitkonstante von ca. 4 s; hier kann ca. die halbe Nennenergie mit der halben Nennleistung genutzt werden. Der dargestellte Ragone



Plot wurde aus Impedanzmessungen berechnet unter Annahme einer linearen Näherung /CHRISTEN 1999/.

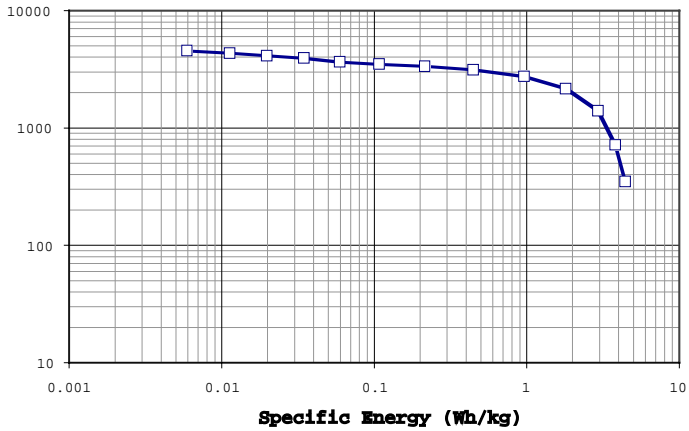


Abb. 4: Ragone Plot eines typischen DSK mit organischem Elektrolyten

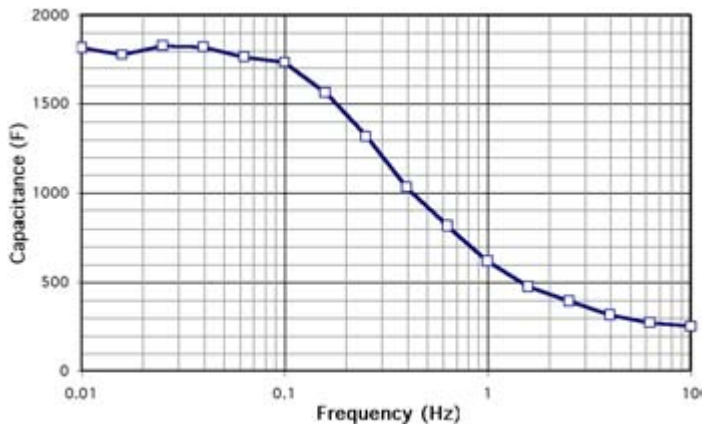


Abb. 5: Verlauf der Kapazität als Funktion der Frequenz für den Kondensator der Abb. 4



Der Verlauf der Kapazität eines typischen DSK mit einer max. Kapazität von 1800 F ist in Abb. 5 dargestellt. Die Kapazität des DSK nimmt mit zunehmender Frequenz ab und sinkt bei ca. 1 Hz auf 50%. Gleichzeitig nimmt auch der ESR leicht ab und erreicht bei 1 kHz einen Wert von 1 m Ω . Die starke Frequenzabhängigkeit der Kapazität ist ein wesentlicher Unterschied zu den konventionellen Kondensatoren, deren Zeitkonstanten wesentlich kleiner sind. Die Ursache für die starke Frequenzabhängigkeit liegt in der hoch porösen Struktur der Elektroden des DSK. Diese Struktur lässt sich elektrisch gut als ein Netzwerk von hintereinander geschalteten RC Gliedern mit verschiedenen Zeitkonstanten beschreiben. Um die Doppelschichtkapazität tief in einer Pore zu nutzen, muss der fließende Strom einen grösseren ionischen Leitungswiderstand in der Pore überwinden als am Eingang der Pore. Somit wird die vollständige Kapazität nur mit grossen Zeitkonstanten (kleine Frequenz) zugänglich. Bei hohen Frequenzen wird nur eine reduzierte Kapazität am Eingang der Pore genutzt.

In den meisten Anwendungen ist der Lade- oder Entladewirkungsgrad des eingesetzten DSK von grosser Bedeutung. Die Rekuperation der Bremsenergie bei einem Elektrofahrzeug mit DSK als Kurzzeitwischenspeicher macht nur Sinn wenn der Wirkungsgrad des DSK zusammen mit den Wirkungsgraden der anderen Elemente in der Kette (wie Leistungselektronik, Wandler, Getriebe, Motor) möglichst klein ist. Hieraus ergibt sich, dass der DSK kaum bei der maximalen Leistung oder Energie betrieben werden kann.

Burke /BURKE 2001/ hat verschiedene Kondensatoren getestet und deren maximale Energie und Leistung zusammengestellt. Aus Tabelle 1 sieht man, dass die bei einem Wirkungsgrad von 95 % zur Verfügung stehende Leistung deutlich vom Maximalwert abweicht. Die maximale spezifische Energie heutiger DSK liegt bei 5.6 Wh/kg mit einer maximalen spezifischen Leistung von > 10 kW/kg. Das typische Gewicht grosser DSK beträgt ca. 0.3 g/F. Die RC Zeitkonstanten liegen bei 1 sec.

Im Vergleich zu Batterien zeichnen sich DSK durch eine sehr hohe Zyklenstabilität aus. Mehr als 500'000 Zyklen mit tiefer Entladung und hohen Strömen können problemlos erreicht werden. Da die Ladungsspeicherung durch Umladung der Ionen in der Doppelschicht erfolgt werden die Elektrodenmaterialien nicht durch chemische Prozesse wie Oxidation und Reduktion oder Interkalation strapaziert.



Typ	U (V)	C (F)	R (mΩ)	RC (sec)	Wh/kg (1)	W/kg (max.)	W/kg (95 %)	Gew. (g)	Vol. (cm ³)
Skeleton* Techn. R4	3	47	5.2	0.24	10.0	> 80 k	9735	5	3.8
Maxwell	3	2700	0.6	1.6	4.2	4688	527	800	623
Ness	3	2500	0.3	0.75	5.2	11539	1302	650	534
Panasonic	3	1200	1.0	1.2	4.2	6618	744	340	245
Montena	3	1800	1.0	1.8	5.6	5625	632	400	300

* unverpackter Prototyp, (1) Energiedichte nach $E = 1/2 C U^2$ mit $U = 3 V$.

Tab. 1: Eigenschaften fortschrittlicher DSK mit Kohleelektroden und organischem Elektrolyten

Ein wichtiger Aspekt beim Einsatz von DSK ist die relativ kleine Nennspannung der Einzelzellen. Bei industriellen Anwendungen werden Spannungen bis zu einigen 100 V verlangt, so dass viele DSK in Serie geschaltet werden müssen, ohne dass die Nennspannung an den einzelnen Zellen überschritten wird. DSK vertragen kurzzeitige Überspannungen von ca. 10 %; bei längerer Überspannung altert der DSK allerdings deutlich. Die Ursache einer ungleichen Spannungsverteilung auf die einzelnen Zellen sind unterschiedliche Innenwiderstände und/oder unterschiedliche Kapazitäten der Einzelzellen. Zur Vermeidung von Überspannungen können elektronische Schaltungen eingesetzt werden, die von einfachen Ausgleichswiderständen bis zu komplexen aktiven Schaltkreisen reichen.

3 Kosten und Markt

Die Abschätzung eines Marktpotentials für grosse Doppelschichtkondensatoren (~2500 F) setzt die Annahme eines Preises für den DSK voraus. Der angestrebte Preis eines solchen DSK ist 30 US\$ oder 15 €/kW. Beide Angaben sind äquivalent wenn man bedenkt, dass ein grosser DSK mit ~2500 F eine typische Leistungsdichte von ca. 4 kW/kg hat und ungefähr 500 g wiegt. Dieser Preis ist heute noch nicht erhältlich, da die entsprechenden Stückzahlen noch nicht erreicht werden. Ausserdem ist es erforderlich die Materialkosten weiter zu senken. Um den genannten Preise zu erreichen, ist es erforderlich, den Preis der Aktivkohle auf ca. 15 US\$/kg zu senken. Die heutigen Kosten liegen 2- bis 3-mal höher. Für die Elektrode sind Kosten von 20 US\$/m² anzustreben. Ebenso ist der Preis des Elektrolyten von heute ca. 50 US\$ pro Liter zu halbieren. Bei entsprechender Wahl des Separators sind dessen Kosten vernachlässigbar. Für das Gehäuse und die Arbeit sind je ca. 5 US\$ zu veranschlagen.

Anlässlich der Übernahme von montena components SA durch Maxwell Technologies wurden die folgenden Marktsegmente für DSK angegeben: (i) Consumer Electronics, (ii) Industrial Electronics & UPS, (iii) Alternative Energy and Transportation. Ausgehend vom genannten Preis von 30 US\$ pro Einheit und einer Marktpenetration von 1 % (1.5 %) hat Maxwell Technologies die in Abb. 6 dargestellten Stückzahlen für grosse Kondensatoren für die nächsten Jahre in verschiedenen Bereichen abgeschätzt. 12/42 V Hybride werden hier als der am stärksten wachsende Bereich identifiziert. Der steigende Bedarf an leistungsintensiven elektrischen Zusatzaggregaten in Fahrzeugen erfordert eine Spannungserhöhung des Bordnetzes und den Einsatz von leistungsstarken Speichern als Booster der Batterie. Man rechnet hier mit Stückzahlen von ca. 10 Millionen im Jahre 2005 und total mit ca. 15 Millionen. Grössere Stückzahlen für den Einsatz in Brennstoffzellenfahrzeugen werden erst nach 2005 erwartet. Kondensatoren für den Consumer Markt sind in Abb. 6 nicht berücksichtigt da es sich hier um kleinere DSK mit Kapazitäten < 1000 F handelt.

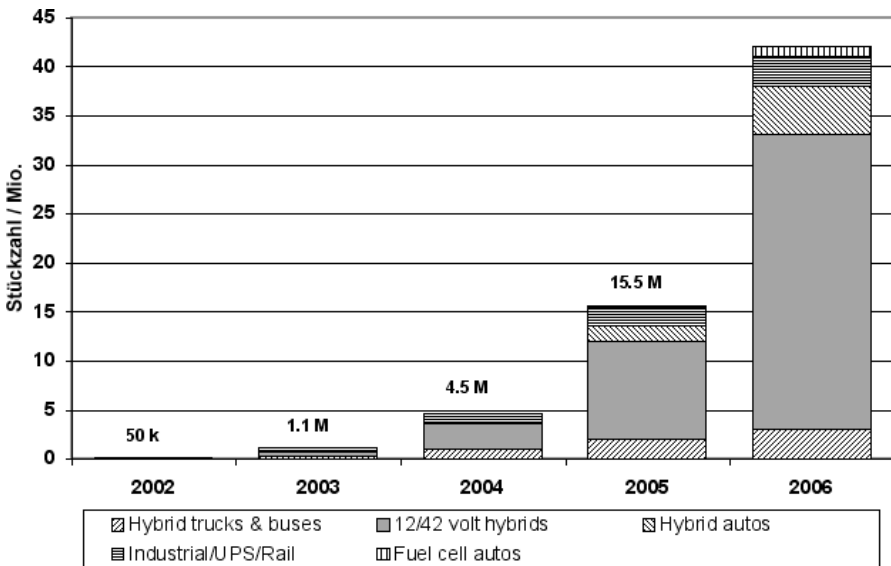


Abb. 6: Erwarteter Bedarf an grossen Doppelschichtkondensatoreinheiten unter der Annahme eines Marktanteils von 1 % – 1.5%. Angaben nach Maxwell Technologies (Juni 2002)

4 Perspektiven

In der nahen Zukunft finden DSK mit Kapazitäten über 1000 F voraussichtlich ihren bevorzugten Einsatz in hybriden 12/42 V Bordnetzsystemen. Der zunehmende elektri-



sche Leistungsbedarf von leistungsintensiven Zusatzaggregaten im Kfz erfordert Speicher mit hohen Leistungsdichten. Typische Anwendungen mit einem grossen Verhältnis von Kurzzeitleistung zu mittlerer Leistung sind beispielsweise die Servolenkung oder eine aktive Federung.

Damit DSK einen wesentlichen Marktanteil erreichen, müssen verschiedene Aspekte optimiert werden. Kurzfristig sollten die Kosten bei gleich bleibenden Eigenschaften die oben genannten Ziele von 30 US\$ pro Einheit erreichen. Längerfristig müssen auch die Energie- und Leistungsdaten erhöht werden. Ein direkter Weg zu höheren Energie- und Leistungsdichten ist die Erhöhung der Nennspannung von zurzeit 2.5 V auf 3 V bei bleibender Zyklenstabilität. Die Optimierung des Designs mit Volumen- und Gewichtseinsparungen ist ein weiterer Weg zur Erhöhung der Energie- und Leistungsdichte.

DSK stehen immer in Konkurrenz zu Batterien, die in der Zukunft auch höhere Leistungsdichten bei deutlich höherer Energiedichte aufweisen werden. Die Forschung und Entwicklung neuer Elektrodenmaterialien und neuer Elektrolyte ist daher von grosser Bedeutung, sowohl im Bereich der DSK als auch im Bereich der Batterien. Elektrodenmaterialien mit massgeschneiderter Porenstruktur, erweiterter Stabilität und zusätzlichen funktionellen Eigenschaften und Elektrolyte, die bei guter Leitfähigkeit ein Spannungsfenster von mehr als 3 V erlauben, sind wichtige Forschungsthemen. Synergien in der Entwicklung von DSK und Lithium Batterien sollten stärker genutzt werden.

Jeder elektrochemische Speicher hat sowohl einen kapazitiven (über die Doppelschicht) als auch einen faradayschen Anteil (über das Redoxsystem) der Ladungsspeicherung. Je nachdem welcher Anteil überwiegt handelt es sich um einen Kondensator oder eine Batterie. Zurzeit werden an verschiedenen Stellen sogen. hybride elektrochemische Speicher entwickelt /MOTOROLA 1998/, bei denen versucht wird, die Vorteile von Kondensator und Batterie in einem Device zu vereinigen. Diese Speicher enthalten z. B. eine Batterieelektrode kombiniert mit einer Kondensatorelektrode /MORIMOTO 2000/. Durch diese Kombination wird die Kapazität des DSK verdoppelt. Ein anderer Ansatz besteht in der Kombination von Batterie- und Kondensatoreigenschaften in einer Elektrode durch Mischung der entsprechenden Elektrodenmaterialien /KIM 2002/. So kann man z.B. Aktivkohle mit einem Polymer oder RuO₂ kombinieren um die gewünschte Hybridisierung zu erreichen.

5 Zusammenfassung

Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren sind ein neuartiges elektrochemisches Speicherelement, das die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren und Batterien schliesst. DSK können in verschiedenen Anwendungen Batterien oder konventio-



nelle Kondensatoren ersetzen oder in Kombination mit diesen den entsprechenden Leistungs- oder Energiebereich erweitern. Für den Einsatz in grossen Stückzahlen ist eine Reduktion der heutigen Kosten bei mindestens gleich bleibenden Eigenschaften erforderlich.

6 Literatur

- /BURKE 2001/ A. Burke, M. Miller, F. Chevallier, Experimental studies of cells and modules of advanced ultracapacitors, 11th international seminar on double-layer capacitors and similar energy storage devices, Deerfield beach, Florida, Dec. 3-5, 2001
- /CHRISTEN 1999/ T. Christen, M. Carlen, and Ch. Ohler, in *9th Seminar on Double Layer Capacitors and Similar Energy Storage Devices*, Deerfield Beach, FL (1999)
- /CONWAY 1999/ B.E. Conway, *Electrochemical Supercapacitors*, Plenum Publishing Corp., New York, 1999
- /KIM 2002/ H. Kim, B.N. Popov, Characterization of hydrous ruthenium oxide/carbon nanocomposite supercapacitors prepared by a colloidal method, *J. Power Sources*, 104 (2002) 52
- /KÖTZ 2000/ R. Kötz and M. Carlen, Principles and applications of electrochemical capacitors, *Electrochimica Acta*, 45 (2000) 2483-2498
- /KÖTZ 2001/ R. Kötz, M. Bärtzsch, M. Hahn, B. Schnyder, Bipolarer elektrochemischer Doppelschichtkondensator mit hoher Leistungsdichte, In: *Elektrochemische Verfahren für neue Technologien*, GDCH-Monographie, Bd. 21; 2000, pp 158-166, Gesellschaft Deutscher Chemiker, Frankfurt am Main, 2001
- /MASTRAGOSTINO 2000/ M. Mastragostino, C. Arbizzani, R. Paraventi, A. Zanelli, Polymer selection and cell design for electric-vehicle supercapacitors, *J. Electrochem. Soc.* 147 (2) 407 (2000)
- /MORIMOTO 2000/ T. Morimoto, M. Tsushima, Y. Che, Performance of Capacitors using organic electrolytes, *Mat. Res. Soc. Symp. Proc.* Vol. 575, 2000 Materials Research Society, p. 357



- /MOTOROLA 1998/ US Patent 5.744.258, High Power, High Energy, Hybrid Electrode and Electrochemical Energy Storage Device Made Therefrom, Motorola Inc.
- /PISTOIA 1994/ G. Pistoia, Lithium Batterie, Elsevier, Amsterdam 1994
- /SARANGAPANI 1996/ S. Sarangapani, B.V. Tilak, C.P. Chen, J. Electrochem. Soc. 143 (1996) 3791
- /SCHNEUWLY 2002/ A. Schneuwly, M. Bärtschi, V. Hermann, G. Sartorelli, R. Gallay, R. Kötz, BOOSTCAP Double-Layer Capacitors for Peak Power Automotive Applications, Proceedings of the Second International ADVANCED AUTOMOTIVE BATTERY Conference (AABC), Febr. 2002, Las Vegas, Nevada
- /SHI 1996/ H. Shi, Activated carbons and double layer capacitance, *Electrichimica Acta* 41 (1996) 1633
- /ZENG 2001/ Q.L. Fang, D.A. Evans, S.L. Roberson, J.P. Zheng, Ruthenium Oxide Film Electrodes Prepared at Low Temperatures for Electrochemical Capacitors, *J. Electrochem. Soc.* 148 (8) (2001) A833



Einsatz von SuperCaps in Kraftfahrzeugen

Rainer Knorr
SiemensVDO Automotive AG, Abt. SV P ED T IC
Siemensstr. 12 – EZ/7/A19.1, 93055 Regensburg
Tel.: (0941) 790 – 6033, Fax: (0941) 790 – 8665
E-mail: rainer.knorr@siemens.com

1 Elektrifizierung des Kraftfahrzeuges

Das Kraftfahrzeug hat im letzten Jahrhundert deutliche Änderungen erfahren. Begonnen hatte dessen Karriere mit dem Benzinmotor. Zu Beginn des letzten Jahrhunderts hatte allerdings der Elektromotor eine kurze Blütezeit als Fahrzeugantrieb.

Der Einsatz des elektrischen Anlassers und der Lichtmaschine beendete diese Ära schnell. Vor allem die Reichweite der mit Verbrennungsmotor ausgerüsteten Fahrzeuge überzeugte.

Im Zuge dieser Entwicklung kam es zur allgemeinen weiteren Elektrifizierung der Kraftfahrzeuge. Neben dem Starter befand sich ein Generator im Fahrzeug, der zum einen die Aufladung der Starterbatterie und zum anderen, bei laufendem Motor, die elektrische Energieversorgung, z.B. der Zündanlage des Fahrzeuges, übernahm. Im Laufe der Jahre kamen weitere elektrische Komponenten wie das Licht, Lüftersysteme, Scheibenwischermotoren, Stellmotoren für Fenster, Spiegel, Sitzverstellungen hinzu. Der elektrische Energiebedarf der Fahrzeuge durch weitere elektrische, betriebsrelevante Verbraucher, aber auch Komfortverbraucher, stieg unaufhaltsam an und führte zudem zu einer stetigen Zunahme der Leistungsanforderung an das Bordnetz. Heute ist zu erkennen, daß die in den 50iger Jahren vorgenommene Umstellung der Bordnetzspannung von 6 auf 12 V die energetischen Anforderungen der nahen Zukunft nicht erfüllen wird.

Betrug der mittlere Bordnetzverbrauch 1998 noch 1,2 kW so wird für 2005 bereits 2,5 kW prognostiziert. Und dies ist nur der mittlere Verbrauch /5/!

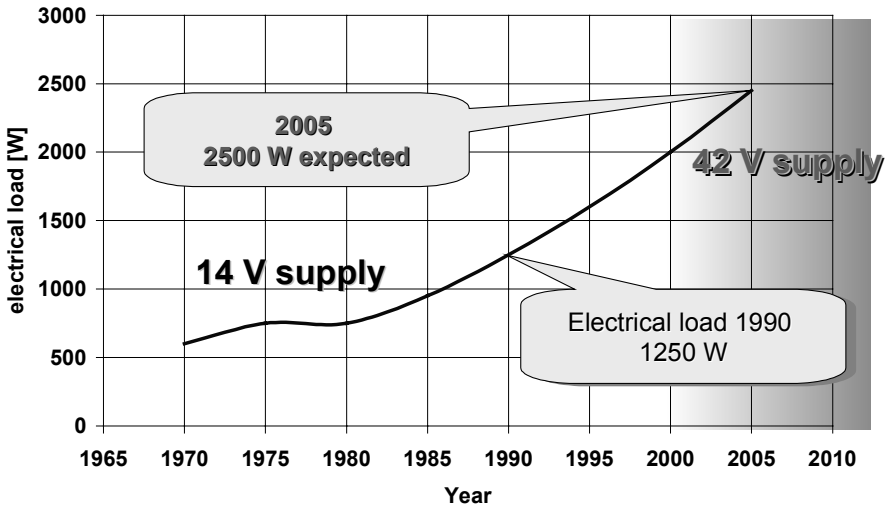


Abb. 1: Erfolgte und erwartete Zunahme der mittleren elektrischen Leistung im Kraftfahrzeug.

Diese Zunahme der mittleren Bordnetzleistung bedeutet eine Erhöhung des Kraftstoffverbrauches um etwa 2.1 ltr/100km. Dabei werden die üblichen Wirkungsgrade für Verbrennungsmotor und Lichtmaschine zu Grunde gelegt.

In den letzten 30 Jahren hat sich der Leistungsbedarf etwa vervierfacht. Ein deutlicher Anstieg der Leistung ist in den 80er Jahren zu verzeichnen. Bis 2005 wird die mittlere Leistung auf 2500 W anwachsen. Die kurzfristig benötigten Spitzenleistungen werden ein Vielfaches betragen.

Durch die starre Bordnetzstruktur und fest geregelte Bordnetzspannung kommt es zu immer größeren Ladungsdefiziten der Bordnetz- bzw. Starterbatterie. Ein leistungsfähigeres Bordnetz, das aktiv geführt werden kann, wird somit notwendig.

Die Erhöhung der Bordnetzleistung wäre durch einfaches Anheben der Bordnetzspannung zu realisieren. Die Frage nach der notwendigen Höhe der Spannung wird durch die jeweilige Applikation bestimmt. Ausschlaggebend für die Einführung einer neuen Standard Bordnetzspannungsebene von 42 V waren letztendlich zwei Argumente:

- Eine Systemspannung von 42 V liegt deutlich unter der Grenze für den Berührungsschutz (Schutz durch Kleinspannung, VDE 100-410 Teil 4) von 60 V, so daß keine zusätzlichen Maßnahmen für den Personenschutz anfallen.



- Bei der heutigen Halbleitertechnologie für Leistungsschalter ergibt sich ein Kostenminimum, welches aus dem Maximum des Stromfluß pro Si-Fläche des eingesetzten Halbleitermaterials resultiert.

Da das Bordnetzsystem durch die Einführung der neuen Spannung von 42 V deutlich leistungsfähiger wird, ist bei gleichem Leitungsquerschnitt eine dreifache Leistungsbereitstellung möglich. Dadurch kann der Leistungsbedarf für neue Anwendungen wie z.B. im Komfortbereich abgedeckt werden /4/.

2 Drei Wünsche führen zu neuen Bordnetzlasten

Längst hat das Kraftfahrzeug seine reine Funktion als Fortbewegungsmittel verloren. Viele Menschen verbringen täglich mehrere Stunden darin. Einigen dient es als mobiler Arbeitsplatz, wodurch sie mehr Zeit im Kraftfahrzeug verbringen als zu Hause. Daraus resultiert der gestiegene Wunsch nach mehr Sicherheit aber insbesondere nach mehr Komfort. Da immer mehr Menschen das Auto nutzen, befinden sich auch immer mehr Fahrzeuge auf unseren Straßen. Der Kraftstoffverbrauch dieser Fahrzeuge stellt aber ein ökologisches Problem dar, welches es zu minimieren gilt.

Diese drei Wünsche, Sicherheit, Komfort und reduzierter Kraftstoffverbrauch lassen sich zum größten Teil durch den Einsatz von elektrischen Komponenten und Aktuatoren erreichen. Allerdings fordern diese Komponenten kurzfristig meist sehr große Leistungen dem Bordnetz ab, die mit einer Standardlichtmaschine (Leistungsbereich bis ca. 3 kW) nicht geliefert werden können.

Mehr als 3 kW können Starter-Generatoren liefern. Insbesondere der Integrierte Starter-Generator (ISG) kann bei einer Spannung von 42 V dauerhaft mehr als 6 kW erzeugen. Der Integrierte Starter Generator ist bei Siemens VDO eine Asynchronmaschine, die fest mit der Kurbelwelle des Verbrennungsmotors verbunden ist. Sie ist zwischen Verbrennungsmotor und Kupplung/Getriebe angeordnet /3/, /6/.

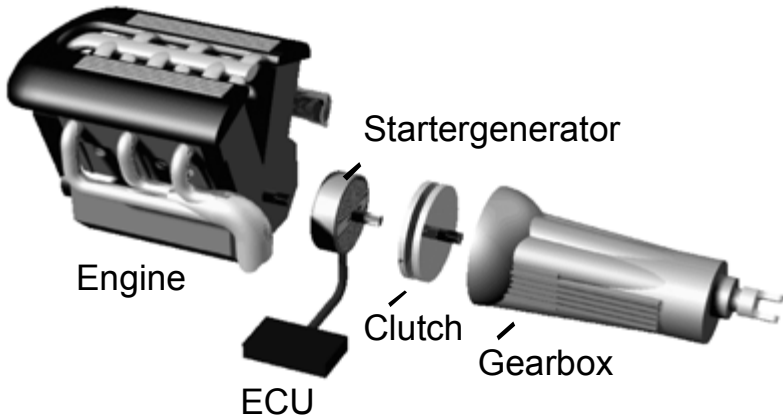


Abb. 2: Integrierter Starter Generator, Anordnung im Antriebsstrang.

Durch diese Anordnung kann der Starter-Generator außer zur Energielieferung und Nutzbremsung (Generatormode) sowie zum schnellen Anlassen des Verbrennungsmotors (Start-Stop-Betrieb) und zur Momentenunterstützung des Antriebsstrangs während der Beschleunigungsphase des Fahrzeuges (Boosten) herangezogen werden (Motormode) /1/, /6/. Jedoch kann der ISG das Bordnetz im Motormode nicht mit Energie versorgen. Mehr noch, der ISG selbst wird zur Last, die versorgt werden muß. Für mehrere Sekunden kommen bis zu 10 kW motorischer Leistung hinzu. In diesem Fall muß das Leistungsdefizit vom Energiespeicher des Bordnetzes gedeckt werden. Dieser Energiespeicher ist üblicherweise, nicht zuletzt aus Kostengründen, eine Bleibatterie. Dabei wird diese so stark belastet, daß es im 42 V Bordnetz zu enormen Spannungsschwankungen kommt. Was ein Leistungsdefizit von „nur“ 4 kW für ein 42 V Bordnetz bedeutet, zeigt die folgende Abbildung am Beispiel eines Starter-Generatorbetriebes im NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus).

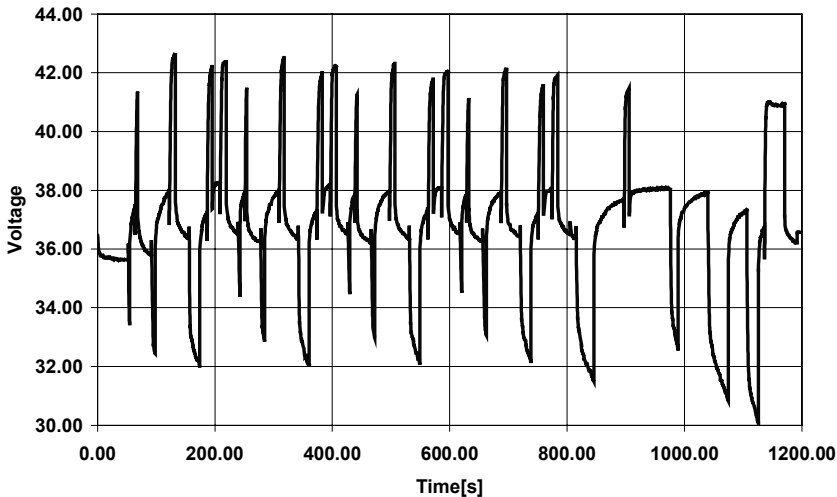


Abb. 3: Spannungsschwankungen im 42 V Bordnetz mit Bleibatterie – Labormessung des NEFZ mit max. 4 kW laden, entladen.

In diesem Beispiel wurde eine leistungsoptimierte Bleibatterie, den Beschleunigungs- und den Bremsphasen des NEFZ folgend, mit 4 kW entladen bzw. geladen. Spannungsschwankungen von mehr als 10 V traten dabei auf. Konnte die Bleibatterie die 4 kW beim Entladen noch bereitstellen, so war deren Aufnahmefähigkeit beim Laden begrenzt. Eine Ladung mit 4 kW war in diesem Beispiel nicht möglich, da die Bleibatterie bereits mit 1–2 kW die max. Ladespannungsgrenze erreichte hatte. Wird nur die zyklische Entladung von 4 kW betrachtet, so sind Spannungsschwankungen von mehr als 8 V festzustellen. Alle weiteren Verbraucher, die sich im Bordnetz befinden, wären diesen Spannungsschwankungen mit ausgesetzt. Allerdings verursachen diese Lasten, insbesondere wenn sie Hochleistungslasten darstellen, zusätzliche Schwankungen /5/. Ein geeignetes Lastmanagement, welches Lasten nach Prioritäten an und abschaltet, bringt eine Beruhigung der Bordnetzspannung. Jedoch gibt es Lasten, wie zum Beispiel die Elektromechanische Bremse (EMB) oder das elektrisch unterstützte Lenksystem (EPAS), die keine auch nur kurzfristige Abschaltung zulassen oder die kurzzeitig die max. Generatorleistung auch eines ISG deutlich überschreiten (z.B. aktive Fahrwerksregelung mit mehr als 10 kW). Um solche Lasten an das Bordnetz anschließen zu können, müssen andere innovative Lösungen der Leistungsbereitstellung gefunden werden.



3 Der SuperCap im Bordnetz

In Zukunft werden an das Bordnetz immer mehr Hochleistungsverbraucher angeschlossen, welche die Stabilität des Bordnetzes verschlechtern. Die folgende Abbildung zeigt das bisher realisierte Bordnetz mit Starter-Generator mit Hochleistungslasten auf der 42 V Ebene /4/.

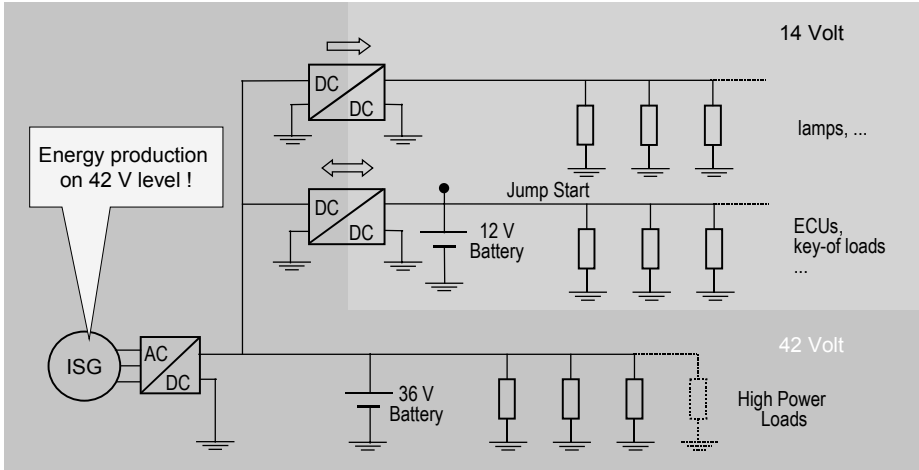


Abb. 4: 42 V-Bordnetz mit Hochleistungslasten (konventionell).

Die Lasten des Bordnetzes sind von der Leistung und von ihrer Einsatzdauer sehr unterschiedlich. Generell läßt sich sagen, daß der größte Leistungsbedarf für einige Verbraucher für nur wenige Sekunden benötigt wird, im Gegensatz zu Verbrauchern, deren Leistungsbedarf niedriger ist aber dafür über eine längere Zeit ansteht. Die folgende Tabelle zeigt eine Anzahl von Verbrauchern eines künftigen Bordnetzes.



Komponente	Peak Leistung [W]	Zeitdauer Peak Leistung [s]	Dauerleistung [W]	Zeitdauer [s]
Elektromechanischer Ventiltrieb	10000	÷	1200	konstant
CTP Heizung	2500	÷	1500	600
Elektrische Lenkunterstützung		÷	1000	Konstant
Glühkerzen (Diesel)	2600	÷	1500	240
Frontscheibenheizung	1000	÷	500	60
Katalysatorvorheizung	÷	÷	3000	30
Aktive Fahrwerksregelung	÷	÷	3000	20
Sitzverstellung	3200	÷	1600	5
Heckscheibenheizung	÷	÷	400	300
Elektrisch Unterstützter Turbolader	÷	÷	3000	5
Fensterheber	2000	÷	960	5
Elektromechanische Bremse	2000	÷	100	10
Starter-Generator	10000 (20000)	10	4000	Konstant

Tabelle 1: Auswahl an Lasten kommender Bordnetze.

Diese Verbraucher lassen sich prinzipiell zwei Klassen zuordnen, die folgendermaßen charakterisiert werden können.

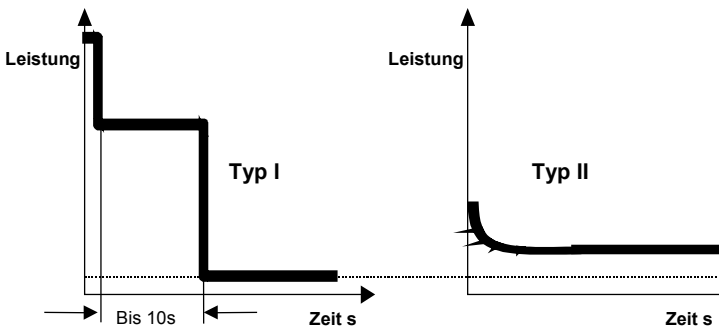


Abb. 5: Prinzipieller Leistungsverlauf von Bordnetzlasten.



Nahezu alle Bordnetzlasten haben eine Einschaltspitze von einigen hundert Millisekunden. Diese Spitze ist bei Typ I wie z.B. bei der elektromechanischen Bremse wesentlich höher als bei Typ II wie z.B. einer Scheibenheizung. Bei Typ I kommt nach der ersten Spitze ein Periode von bis zu 10 s mit erhöhtem Leistungsbedarf und verläuft dann in eine niedrigere Grundlast. Lastprofile des Typ I sind von kurzer Dauer, sehr dynamisch und wiederholen sich häufig. Bei Typ II gibt es die Periode von 10 s nicht. Es tritt sofort die Grundlast/Dauerlast auf, die aber höher ist, als bei Typ I. Daraus ergibt sich, dass der Typ II kontinuierlich mit Energie aus Generator und Bleibatterie versorgt werden muß. Typ I hingegen benötigt mehr Leistung als Energie und verlangt daher ein erweitertes Versorgungskonzept. Durch diese Aufteilung ergibt sich eine Teilung des Bordnetzes in ein Energienetz, welches als Energiespeicher eine Bleibatterie hat und ein Leistungsnetz, das einen leistungsstarken und zyklenfesten Energiespeicher aufweist. Ein sehr guter elektrischer Energiespeicher für Leistungsanwendungen ist der Super-Cap, was die folgende Gegenüberstellung von Speichern unterstreicht.

	Bleibatterie	SuperCap	Nickel/Metallhydrid
Nennspannung [V]	2,0	-	1,3
Max. Ladespannung [V]	Bis zu 2,7	Bis zu 3,0	Bis zu 1,7
Min. Entladespannung [V]	1,5	0	0,8
Spezifische Energie [Wh/kg]	30 ←	4	70
Spezifische Leistung [W/kg]	Bis zu 400 → (1200)	16000	Bis zu 900
Erwartete Zyklenzahl	~ 300 ←	~ 500 000	~ 1500
Temperaturbereich [°C]	-30 bis 60	-30 bis 80	-25 bis 55

Tabelle 2: Gegenüberstellung von verfügbaren Energiespeichern für Anwendungen im Kraftfahrzeug.

SuperCaps sind zyklenfest, haben eine hohe spezifische Leistung von bis zu 16 kW/kg und einen für elektrische Speicher großen Arbeitstemperaturbereich. Nachteilig ist die geringe spezifische Energiedichte von ca. 4 Wh/kg. Im Gegensatz dazu hat die Bleibatterie eine befriedigende spezifische Energiedichte von ca. 30 Wh/kg. Eine Integration der Energiespeicherkombination in ein Bordnetz könnte somit die Leistungs- und Energieanforderungen von beiden Lasttypen erfüllen, das Bordnetz entlasten und stabi-



lisieren. Dazu sind geeignete Formen der Einbindung von Last und SuperCap zu finden.

4 SuperCap-Einbindung am Beispiel des Starter-Generators

Die Integration des Starter-Generators in ein zukünftiges Bordnetz stellt eine Herausforderung dar. Durch seine Funktionen hat dieser nicht nur einen großen Leistungsbedarf im motorischen Betrieb z.B. beim Quickstart des Verbrennungsmotors oder beim Boosten. Auch im generatorischen Betrieb, beim Nutzbremsen, sind die Abgabeleistungen erheblich (10 kW und mehr). Wie bereits beschrieben, würde dies zu unzumutbaren Spannungsschwankungen im Bordnetz führen. Außerdem könnte das Bordnetz solche Leistungen nicht aufnehmen. Wertvolle, rückgewonnene kinetische Energie, die den Gesamtkraftstoffverbrauch des Fahrzeuges bis zu 20 % im Stadtzyklus senken kann, würde verloren gehen. Eine hohe Leistungsakzeptanz stellt der SuperCap zur Verfügung. Wie dieser preisgünstig und somit wettbewerbsfähig in das Bordnetz integriert werden kann zeigt die folgende Abbildung.

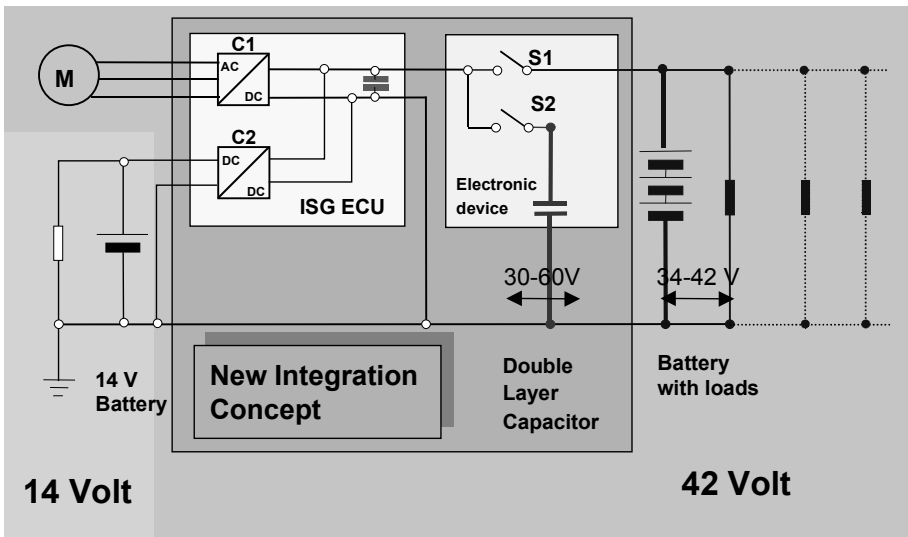


Abb. 6: Integrationskonzept eines SuperCaps zur Versorgung eines Starter-Generators.

Eine direkte Parallelschaltung beider Speicher erhöht nur für eine extrem kurze Zeit die verfügbare Leistung. Grund sind unterschiedliche Spannungscharakteristika von Batterie und Kondensator bei Ladung und Entladung. Alternativ kann ein DC/DC-Wandler die mit zunehmender Ladung oder Entladung auftretenden Spannungsdifferenzen zwischen SuperCap und Bordnetz mit Bleibatterie ausgleichen. Der SuperCap sollte



dabei direkt mit dem Starter-Generator verbunden sein, um die geforderten hohen Leistungen ab bzw. aufnehmen zu können. Daher müßte der DC/DC-Wandler die durchschnittliche Bordnetzleistung übertragen können. Da aber die Spannung des SuperCaps über, aber auch unter, der Bordnetzspannung liegen kann, ist eine elektronisch sehr aufwendige, kostenintensive Lösung notwendig, die im Automotivebereich so nicht einzuführen ist /5/.

Die oben beschriebenen Funktionen/Zustände des Starter-Generators können nicht gleichzeitig auftreten und sind daher zeitlich trennbar. Unter geringfügiger Reduzierung der Flexibilität können die einzelnen Komponenten des Speicher/Bordnetzsystems je nach Zustand des ISG abwechselnd mit diesem verbunden werden. Im Hause Siemens VDO wird dies als „Dual Energy Supply“ bezeichnet.

Zwischen Starter-Generator, dem SuperCap und dem übrigen Bordnetz mit der Bleibatterie wird je ein Schalter eingefügt. Je nach Funktionszustand des Starter-Generators wird dieser mit der Bleibatterie und den Bordnetzlasten verbunden. Leistungsspitzen während der Funktionen Boosten und Rekuperation belasten das Bordnetz nicht, wodurch sich die Situation für das Bordnetz deutlich verbessert. Bei der Gestaltung der elektronischen Schalteinheit zwischen Starter-Generator, SuperCap und dem übrigen Bordnetz mit der Bleibatterie muß die Umschaltung sichergestellt sein und ein geeigneter Algorithmus gefunden werden, nachdem immer der geeignete Speicher mit dem Starter-Generator verbunden wird.

5 Die Zukunft des SuperCap

Die Entwicklung des SuperCap, UltraCap, PowerCap, GoldCap oder mit dem allgemeinen Begriff Doppelschichtkondensator hat in den letzten Jahren einen deutlichen Schub erfahren. Die Leistungsfähigkeit konnte durch neue Elektroden und neue Aufbautechniken um das 6 bis 8-fache gesteigert werden. Heute befinden sich Kondensatoren mit einer spezifischen Leistung von 16 kW/kg vor der Markteinführung. Auch die Energiedichte konnte, maßgeblich durch Erhöhung der Nennspannung von 2.3 V auf 2.7 V, verbessert werden. Untersuchungen von Siemens VDO zeigten, dass mit dieser neuen Generation von SuperCaps ein Gesamtwirkungsgrad von 94 % erzielt werden kann (Spannungsbereich 30 – 60 V, 10 kW laden und entladen).

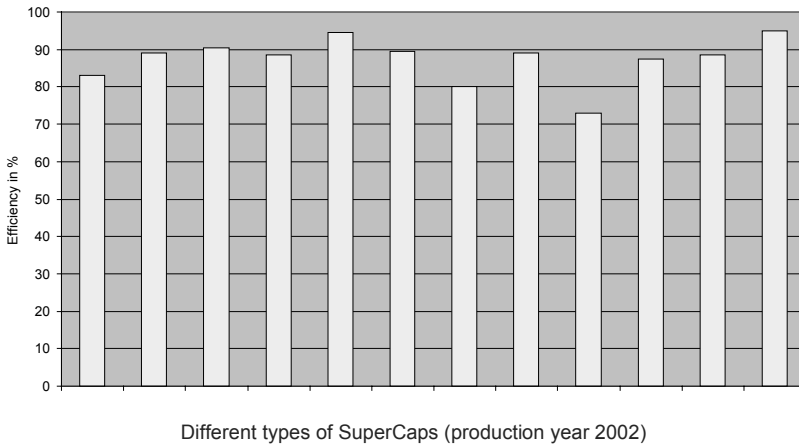


Abb. 7: Wirkungsgrad von verschiedenen SuperCaps bei einer zyklischen Belastung von 10 kW (60 V, 120 F)

Außer dem dargestellten Beispiel für den Starter Generator lassen sich viele der in Lasttyp I klassifizierten Komponenten mit SuperCaps sinnvoll versorgen. Insbesondere für aktive Lasten, die auch Energie kurzzeitig mit hoher Leistung erzeugen, wie zum Beispiel eine aktive Fahrwerksregelung mit Linearmotor, bietet sich der SuperCap als Energiezwischenspeicher an. Auf eine kostengünstige Integration, wie sie am Beispiel Starter-Generator dargestellt wurde, muß dabei besonderer Augenmerk gelegt werden. Alle technisch aufwendigen Lösungen, die zu erhöhten Kosten gegenüber dem bereits eingeführten Produkt führen, haben im Automotivbereich keine Zukunft und sind zum Scheitern verurteilt.



6 Literatur

- /1/ Rampeltshammer, M.
Entwicklung einer Betriebsstrategie für einen KFZ-Antriebsstrang mit ISG. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Elektrische Antriebssysteme der Technischen Universität München, 2000.
- /2/ Knorr, R., Graf, H.-M.
42-Volt System with Integrated Starter Generator –System approach and demands on electrical storage device. AABC, February 2001, Las Vegas.
- /3/ Skotzek, P., Johanning, H.-P.
High performance Power Electronics for Integrated Starter/Generator Systems. 9. International congress electronic systems for vehicles, October 2000, Baden-Baden.
- /4/ R. Knorr, M. Bienert, S. Bolz, G. Lugert, P. Skotzek
Overview and aspects of the dual 14/42 V board-net - components, architectures and options. 9. International congress electronic systems for vehicles, October 2000, Baden-Baden.
- /5/ Lugert, G., Knorr, R., Graf, H.-M.
14/42 V PowerNet and ISG – a solution for high dynamic energy supply suitable for mass market. AABC, February 2002, Las Vegas.
- /6/ H. Schäfer et al.:
„Integrierter Starter-Generator (ISG)"
(„Integrated Starter-Generator (ISG)")
expert-Verlag, March 2002



Supraleitende Magnetische Energiespeicher

Dr. Klaus-Peter Juengst
Forschungszentrum Karlsruhe
Institut für Technische Physik
Postfach 3640, 76021 Karlsruhe
Tel.: (07247) 824190, Fax: (07247) 827419
E-mail: juengst@itp.fzk.de

1 Einleitung

In der elektrischen Energieversorgung müssen zu jedem Zeitpunkt Energieverbrauch und -erzeugung gleich sein, da innerhalb des Netzes zumindest für kurzfristige Änderungen keine Puffer oder Speicher verfügbar sind. Daher führen kurzzeitige Variationen des Verbrauchs oder auch der Leistungseinspeisung zu Störungen der Qualität der Leistungsversorgung wie z.B. Spannungsschwankungen. Ob diese Störungen merkbar sind, hängt zum einen von der relativen Größe der Variationen zu der Leistung der jeweiligen Spannungsebene und zum anderen von der Störungsempfindlichkeit und den ökonomischen Folgewirkungen bei dem einzelnen Verbraucher/Industrieanlage ab. Eine hohe Versorgungsqualität gewinnt mit zunehmender Automatisierung und wachsender Komplexität von industriellen Produktionsprozessen an Bedeutung. Die Forderungen sind hauptsächlich Sicherheit auch gegen nur kurzzeitigen Spannungsausfall, Sicherheit gegen Schwankungen in der Spannungshöhe sowie Bereitstellung von weitgehend verzerrungsfreier sinusförmiger Spannung.

Die häufigsten Störungen sind Spannungseinbrüche im Bereich von bis zu 30 % und einer Dauer von weniger als 1 s und so genannte Kurzunterbrechungen z.B. nach Blitzschlag. Dies reicht aber in vielen Fällen bereits aus, eine Fertigung durch Fehlfunktionen zu stoppen. Wegen des betriebsüblichen niedrigen Personalstands einer automatisierten Fertigungsstraße kann es im Fehlerfall zu mehrtägigen Reparaturarbeiten und entsprechendem Produktionsausfall kommen. In den USA wurde geschätzt, dass durch derartige Fehler verursachte Kosten eine Höhe von 26 Milliarden Dollar jährlich an verlorener Produktion oder Anlagenschäden erreichen.

Maßnahmen zur Sicherstellung einer allgemeinen und weiträumigen hohen Qualität, beispielsweise durch verstärkten Ausbau bestehender Netze, werden sich nicht durchsetzen lassen, da die Liberalisierung des Strommarktes zu wirtschaftlichen Zwängen führt, in deren Rahmen es zum Abbau vorhandener Redundanzen und damit eher zu Verschlechterungen der Qualität kommen kann. Außerdem stößt der Netzausbau auf



Widerstand in der Bevölkerung, so dass kaum neue Trassen genehmigt werden. Dazu kommt noch Druck von denjenigen Kunden, bei denen eine hohe Qualität der Stromversorgung nicht notwendig ist und die eher Wert auf günstige Tarife legen.

Eine der Ursachen von Störungen des elektrischen Netzes sind z.B. Rückwirkungen von Industrieanlagen, die eine fluktuierende hohe Leistungsaufnahme haben, wie z.B. Walzwerke oder Lichtbogenöfen. Derartige Rückwirkungen auf das Netz werden die Energieversorger zunehmend regulieren oder begrenzen müssen. Auch stark wechselnde Leistungserzeugung in Windkraftparks oder durch ziehende Wolken modulierte Leistungserzeugung in leistungsstarken Photovoltaikanlagen können die angeschlossenen Netze stören, wenn ihr Anteil an der gesamten Netzleistung in die Nähe von 15 % kommt. Die damit verbundenen Netzstörungen können sich wiederholende Schwankungen der Spannung sein, was sich als so genannter Flicker (Leuchtdichteschwankungen von Glühlampen aufgrund von Spannungsänderungen) äußert und insbesondere im Frequenzbereich von einigen Hertz vom Menschen als äußerst störend empfunden wird. Die Versorgungsqualität wird auch durch technische Entwicklungen mit zunehmendem Einsatz von leistungselektronisch gesteuerten Lasten gefährdet, welche ihre Leistung nicht-sinusförmig dem Netz entnehmen und hohe Netzrückwirkungen verursachen.

Es bieten sich zwei Betrachtungsweisen der Netzstörungen an. Erstens können die empfindlichen Industrieanlagen durch geeignete USV-Anlagen vor Störungen aus dem Netz geschützt werden und zweitens kann man mit Kompensationsanlagen und aktiven Filtern am Ort des Störers das Netz vor dem Störungseintrag schützen. In beiden Fällen wird ein puffernder Energiespeicher gebraucht.

Für diesen Pufferspeicher sind supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) geeignet.

2 SMES

Elektrische Energie lässt sich ohne Umwandlung in eine andere Energieform direkt speichern, indem man den Wechselstrom gleichrichtet und den Gleichstrom durch eine Magnetspule schickt. In deren Magnetfeld ist die Energie elektromagnetisch gespeichert und kann jederzeit mit geringsten Verzögerungen über eine Wechselrichterfunktion des Stromrichters wieder in Wechselstrom umgewandelt werden. Die Gleich- und Wechselrichtung des elektrischen Stroms lässt sich mit hohen Wirkungsgraden bis zu 97 % durchführen. Um die mit Stromfluss in Kupferwicklungen verbundenen Verluste zu vermeiden, werden Supraleiter eingesetzt. Die für den Betrieb notwendige Kühlung der Spulen auf sehr tiefe Temperaturen verursacht allerdings selbst Verluste, die aus dem Wärmeeinstrom aus der Umgebung stammen.



Supraleitende magnetische Energiespeicher sind seit vielen Jahren für verschiedenste Anwendungen im elektrischen Netz diskutiert worden, angefangen von Speichern von mehreren Hundert Metern Durchmesser für den Tag-/Nachtausgleich mit Leistungen bzw. Energien im GW- bzw. GWh-Bereich über Ersatz von der Sekundenreserve des Netzes mit 50 MW/2 MWh bis zu so genannten Micro-SMES für unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) mit typisch 1-3 MW / 1-3 MJ /JUENGST 1995/, /JUENGST 1998a/. Während die großen Anlagen Utopie geblieben sind, befinden sich die USV-Anlagen auf dem Markt. Heute werden SMES vor allem für die Verbesserung der Versorgungsqualität untersucht und gebaut. Eine Übersicht über Einsatzbereiche von realisierbaren SMES-Anlagen zeigt Abb. 1.

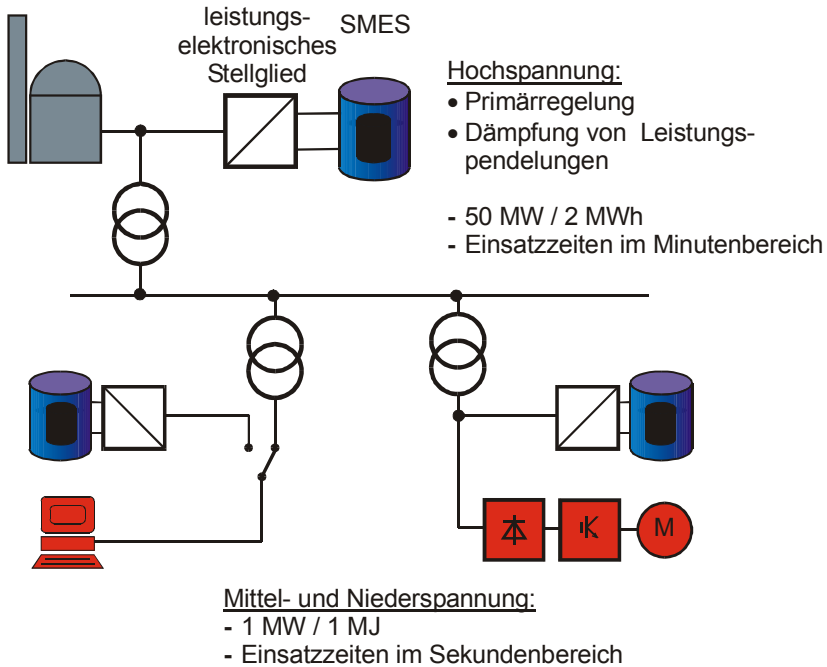
Die Vorteile des SMES liegen bei seiner hohen Dynamik, der beliebig hohen Zykluszahl, beliebiger Tiefentladung, hoher Lebensdauer und einer hohen Leistung selbst bei verhältnismäßig kleiner gespeicherter Energie. Mit einer 4-Quadranten-Leistungselektronik können die gewünschten und notwendigen Wirk- und Scheinleistungen eingestellt werden. Die verwendeten Materialien und auch das Kühlmittel (derzeit i.a. noch Helium, später Wasserstoff oder evtl. Stickstoff) sind umweltverträglich. Bei geeigneter Wahl der Spulenkonfiguration (z.B. Torus) wird die Umwelt auch nicht durch Magnetfelder gestört.

Die einfachste Bauform der SMES-Spulen ist die Zylinderspule oder Solenoid genannt. Die einfache und Kosten sparende Bauform hat aber den Nachteil, ein großes Streufeld zu generieren und damit eine große Grundfläche ohne öffentlichen Zutritt zu verbrauchen (Die Grenze für Herzschrittmacher-Patienten liegt bei nur 0,5 mT). Bereits zwei nebeneinander angeordnete Solenoide, deren Magnetfeld antiparallel ausgerichtet ist, zeigen ein markant reduziertes Streufeld. Am günstigsten aber auch am teuersten ist ein Vielspulen-Torus, bei dem der Außenraum frei begehbar ist.

Technisch einsetzbare Supraleiter gibt es bereits seit Jahrzehnten. Besonders häufig wird die Legierung Niob-Titan eingesetzt, die in Form von Filamenten von wenigen Mikrometern Durchmesser in normalleitende Matrizen aus Kupfer oder Kupfer-Nickel eingebettet wird. Erreichbare Stromdichten im Supraleiter liegen bei Anwendungen mit mittleren Magnetfeldern von 5 T bei 3000 A/mm^2 und die kritische Temperatur im feldfreien Raum bei 9,5 K (-263,5 °C). Daher wird dieser Supraleiter auf etwa 4 K mit flüssigem Helium gekühlt. Seit kürzerer Zeit gibt es erste technisch einsetzbare so genannte Hochtemperatur-Supraleiter (HTS), deren kritische Temperaturen nahe 100 K eine Kühlung mit dem relativ billigen und einfach zu handhabenden flüssigen Stickstoff (77 K) erwarten lassen. Dies ist jedoch bei Anwendungen, bei denen große Magnetfelder eine Rolle spielen wie beim SMES noch nicht in Sicht. Der technisch-physikalische Grund ist, dass die verfügbaren Leiter eine starke Magnetfeldempfindlichkeit der Stromdichte bei erhöhter Temperatur besitzen, die eine Kühlung nahe 20 K oder tiefer erfordert. Diese Temperaturen werden typischerweise mit Cryocoolern erzeugt, die in



ihrer Leistung jedoch stark eingeschränkt sind, so dass größere SMES bzw. SMES mit häufig variierendem Energieinhalt und entsprechenden Verlusten damit nicht zu kühlen sind.



Schutz von Lasten vor Netzstörungen

- Überbrückung von Spannungseinbrüchen
- Überbrückung von Kurzunterbrechungen (USV)

Schutz des Netzes vor Netzrückwirkungen

- Vergleichmäßigung der Leistungsaufnahme/-abgabe
- Verringerung von Spannungseinbrüchen
- Reduktion von Flicker

Abb. 1: Übersicht über SMES-Anwendungen (Bild ETI)

Grundsätzlich ließe sich auch flüssiger Wasserstoff effektiv einsetzen, der eine Siedetemperatur bei Normaldruck von 20,4 K besitzt. Ein SMES mit Hochtemperatur-Supraleiter wird von ACCEL Instruments zusammen mit EUS, AEG-SVS und dem Energieversorger EVO Bayreuth entwickelt. Der SMES wird aus Hochtemperatursupraleiter Bi-2223 für eine Energie/Leistung von 0,15 MJ/20 kVA gebaut und muss auf 25 K abgekühlt werden. Zwei Größenordnungen höher in Leistung und Energie zielt der



von der japanischen Chubu Electric Power Company in der Entwicklung befindliche HTS-SMES mit 10 MJ/10 MW.

Wenn der Magnet bei der einen oder anderen Anwendung schnell gepulst werden muss ($> 1 \text{ T/s}$), treten auch im Supraleiter merkliche Verluste auf und der Supraleiter muss speziell verlustarm ausgelegt werden. Die supraleitenden Filamente werden dann durch resistive Barrieren aus CuNi elektrisch voneinander getrennt und der Filamentdurchmesser auf wenige Mikrometer reduziert. Technologisch sind Drähte mit 200 000 Filamenten und Filamentdurchmessern i. a. aus Niob- Titan von $0,2 \mu\text{m}$ machbar.

3 SMES-basierte Anlagen

3.1 Unterbrechungsfreie Stromversorgungen

Bereits im kommerziellen Rahmen erfolgt der Einsatz von SMES für unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) /BUCKLES 1993/. Wegen der eingangs erwähnten Situation auf dem Strommarkt werden störungsempfindliche Kunden künftig zunehmend auf eine lokale Verbesserung der Situation am Ort ihres Betriebes angewiesen sein und dafür auch gesondert bezahlen müssen. Dies wiederum eröffnet neuen Technologien eine Chance zur lokalen Qualitätsverbesserung wie beispielsweise durch den Einsatz von SMES. Es können einzelne Industrieanlagen oder gleich ganze Industrieparks gegen Störungen gesichert werden. Innerhalb von Bruchteilen einer Netzperiode werden Leistungen im Megawatt-Bereich z.B. zur Überbrückung einer kurzzeitigen Spannungsabsenkung bereitgestellt. Führender Hersteller dieser Anlagen ist AMSC, USA, /SCHOETTLER 2001/. Seit kurzem werden SMES-gestützte USV auch in Deutschland industriell von ACCEL Instruments gebaut. Seit April 1999 arbeitet die erste kommerzielle SMES-Anlage in Europa mit 2,7 MJ gespeicherter Energie bei dem Versorger STEWEAG in Österreich, der damit seinen Kunden Austria Druckguss, Gleisdorf, vor häufigen Störungen durch Blitzschlag schützt. Die Firma stellt Aluminium-Druckgussteile für die Autoindustrie her. Bei einer Störung der Energieversorgung kann der Roboter unkontrolliert agieren, sich selbst beschädigen und damit einen längeren Stopp der Produktion verursachen. Abbildung 2 zeigt einen Blick auf das SMES-System, das in einem Trailer für den mobilen Einsatz montiert ist. Das Kühlsystem besteht aus einem Heliumbad, einem zwei-stufigen GM-Rekondensierer und einem Cryocooler für die Hochtemperatur-Supraleiter-Stromzuführungen und den 60 K-Wärmestrahlungsschild. Die Regelkühlleistung beträgt 13 kW. Die Ausgangsleistung wird mit IGBT/IGCT-Leistungselektronik eingestellt, um z.B. 2 MW für 0,77 s oder 1 MW für 2,3 s zu erzeugen. Einmal pro Jahr findet die regelmäßige Wartung des fern bedienten Systems statt. Die Lieferfirma AMSC nennt als Anhaltspunkt für den Systempreis einschließlich Trailer und Installation etwa US\$ 250/kVA. Weitere AMSC-Anlagen wurden beispielsweise von dem Versorger Edison, Italien, für die Sicherung



KLIMAANLAGE



LADEGERÄT

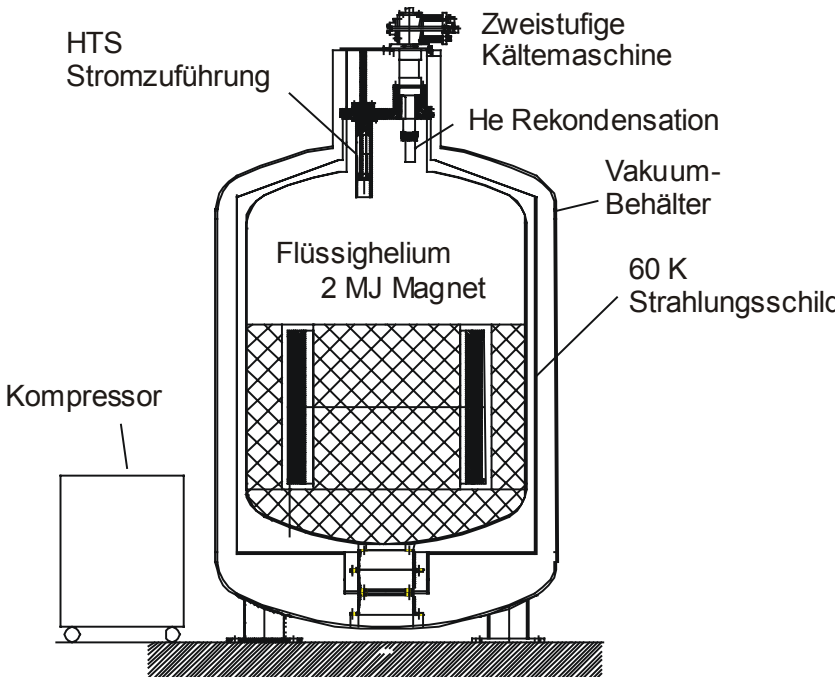
LEISTUNGSELEKTRONIK

KRYOSTAT

HELIUM-KOMPRESSOR
CRYOCOOLER

einer Chip-Fabrikation und kürzlich von Altis Semiconductor mit EdF in der Halbleiterfertigung von Altis, Frankreich, zur Sicherung einer 7 MW-Anlage aufgestellt.

Abb. 2: Blick auf im Trailer montierten SMES mit Versorgungsanlagen (Bild AMSC)



**Abb. 3: Schnitt durch ein SMES-System mit Heliumrekondensation
(Energie 2 MJ, Höhe 2,7 m, Durchmesser außen 1,4 m)**

In einer Kooperation zwischen ACCEL Instruments, EUS GmbH, AEG-SVS GmbH und DEW wurde ein SMES-System mit 2 MJ gespeicherter Energie für den Versorger DEW entwickelt. Ein Schnitt durch das kalte System, das dem von AMSC ähnelt, ist in Abb. 3 dargestellt. Das Kühlsystem mit flüssigem Helium ist mit einem Rekondensierer in sich geschlossen und bedarf keiner Nachfüllung. Die DEW betreiben ein hydrologisches Labor und ein Institut für Wasserforschung, welches für die kontinuierlichen Prüfungen der Wasserqualität verantwortlich ist. Die Hightech-Instrumentierung, die Datenverarbeitung und die Wasserprozesstechnologien erfordern eine hohe Qualität der elektrischen Versorgung. Es gibt zwar zwei unabhängige Leistungseinspeisungen, die jedoch nicht parallel betrieben werden können und eine Umschaltzeit von 3 s benötigen. Die ländliche Umgebung mit Blitzschlag, Lastvariationen, Flicker und Oberwellen führt zu Problemen bei lang dauernden Messreihen und hoher Messempfindlichkeit. Die Lösung ist ein SMES-System, das mit 200 kW mittlerer und 800 kW maximaler Leistung eine Zeit von bis zu 8 s überbrücken kann (Abb. 4). Das Ziel ist hier neben der Überbrück-



kung von Leistungsausfällen gleichzeitig auch Störungen des Netzes mit Hilfe von Zwischenspeicherung von Energie und Neuformierung der Spannung zu verhindern.

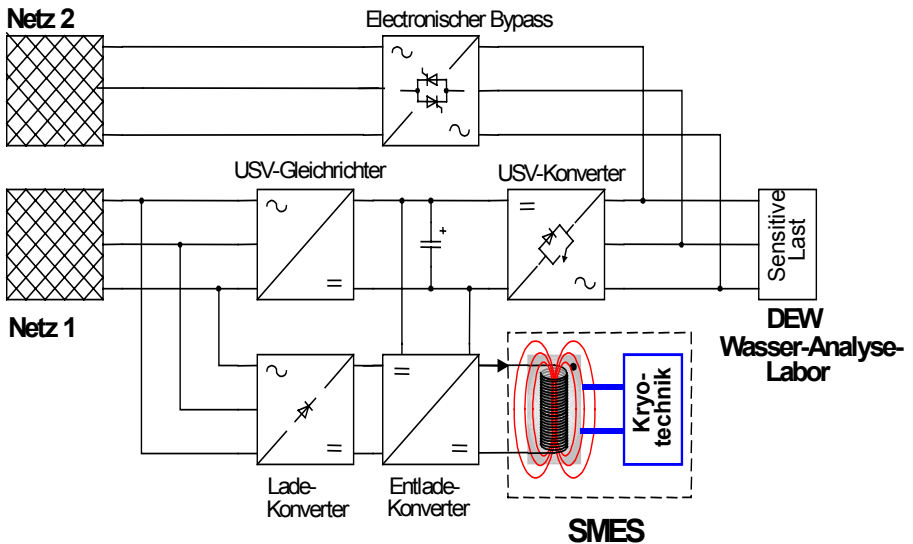


Abb. 4: Schaltschema des SMES-Systems von ACCEL für DEW Dortmund (Bild EUS)

3.2 Schneller Kompensator

Anders als bei den USV-Anlagen können schnelle SMES auch dazu eingesetzt werden, die fluktuierende hohe Leistungsaufnahme von einigen Industrieanlagen wie z.B. Walzwerken, Lichtbogenöfen u.a.m. zu glätten und damit den Eintrag von Störungen in das Netz bereits am Ort des störenden Verbrauchers zu verhindern. Eine hochdynamisch geregelte Leistungselektronik sorgt für eine möglichst konstante und sinusförmige Netzbelastung. Je nach zu kompensierendem Verbraucher reichen die geforderten Leistungen bzw. Energien von einigen 100 kW/100 kJ bis zu 100 MW/1000 MJ.

Am Forschungszentrum Karlsruhe wurde zusammen mit dem Elektrotechnischen Institut der Universität Karlsruhe und dem Energieversorger EnBW-Badenwerk und mit finanzieller Förderung durch die Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, weltweit erstmals außerhalb Japans ein (mobiler) SMES-Kompensator und aktives Filter mit etwa 100 kVA Ausgangsleistung, 300 kW Speicherradeleistung und einer nominell gespeicherten Energie von 200 kJ entwickelt, der dem Leistungsgang der Last mit extrem kurzer Verzögerung von nur 0,3 ms folgen kann. Die Anlage wurde



Abb. 5: Blick in den Container, in dem der SMES-Kompensator beim Feldtest aufgebaut war. Zu sehen sind von links nach rechts der Kryostat mit eingebautem SMES, eine Stickstoffkanne, der Stromrichter und die Steuerung.

bereits 1997 in einer mehrmonatigen Demonstration vor Ort an einem Sägewerk erprobt (Abb. 5). Der dort vom Werk verursachte Flicker wurde beseitigt (Abb. 6, der Wert 1 des Flickerfaktors bedeutet Störung des Wohlbefindens) und die durch nicht-sinusförmige Leistungsentnahme verursachten Oberwellen im Strom aktiv gefiltert /SIMON 1997/, /JUENGST 1998b/.

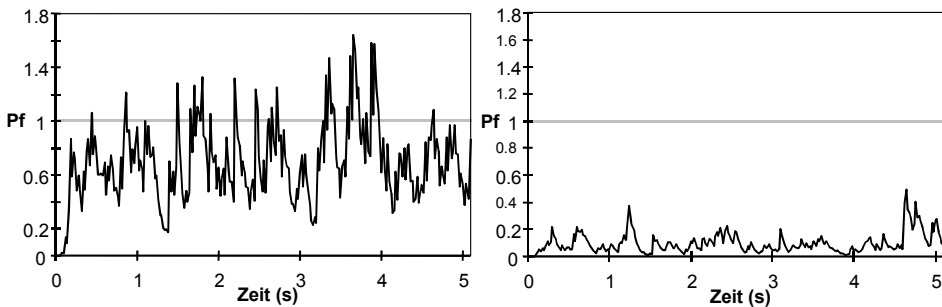


Abb. 6: Momentaner Flickerfaktor vor (links) und nach der Kompensation (rechts). Werte nahe 1 und höher bedeuten Störungen des Wohlbefindens.



Abb. 7: Streufeldarmes, toroidales Magnetsystem für den SMES-Kompensator

Der zunächst verwendete Solenoidmagnet wurde zum Abschluss des Demonstrations-Projektes durch einen Magneten aus 10 torusförmig angeordneten Spulen (Abb. 7) ersetzt, um mit dessen sehr kleinen Streufeld die Umweltfreundlichkeit der Anlage zu zeigen /Juengst 2002a/.

3.3 Leistungspulsmodulator

Wenn schnelle Leistungsänderungen vorherbestimmbar oder steuerbar sind, ist es nicht erforderlich, dem Leistungsgang nachzufolgen, sondern man kann mit der Anlage selbst die gewünschten Leistungspulse maßgeschneidert und netzfreundlich, d.h. mit geringen Netzurückwirkungen, generieren.

Beispielsweise wurde am Forschungszentrum DESY, Hamburg, der 30 km lange Linearbeschleuniger TESLA (TeV Superconducting Linear Accelerator) entworfen. Zur Versorgung der Beschleunigungsstrukturen werden Leistungen von bis zu 10 000 MW in Pulsen von ca. 2 ms Dauer und einer Wiederholfrequenz von 5 bis 10 Hz benötigt. Für die netzfreundliche Bereitstellung dieser hohen Leistungspulse wird derzeit vom Forschungszentrum Karlsruhe zusammen mit DESY und dem Ingenieurbüro Kuperman, Karlsruhe, mit finanzieller Unterstützung durch den Hamburger Energieversorger HEW, ein Prototyp eines neuartigen SMES-Leistungsmodulators entwickelt, der 25 MW



Pulsleistung bei einer Konstanz der Pulshöhe von $\pm 1\%$ netzrückwirkungsarm bereitstellen kann, d.h. dass das Netz im Wesentlichen nur noch die mittlere Leistung von ca. 500 kW sieht. Abbildung 8 zeigt schematisch die Schaltung aus einem größeren magnetischen und einem kleineren kapazitiven Energiespeicher sowie aus zwei Netzgeräten zu ihrer Versorgung, zwei Halbleiter-Leistungsschaltern, einem Pulstransformator und weiteren nicht im Bild gezeigten Komponenten. Nach Aufladen der Speicher wird durch Öffnen des Schalters 2 der Puls ausgelöst.

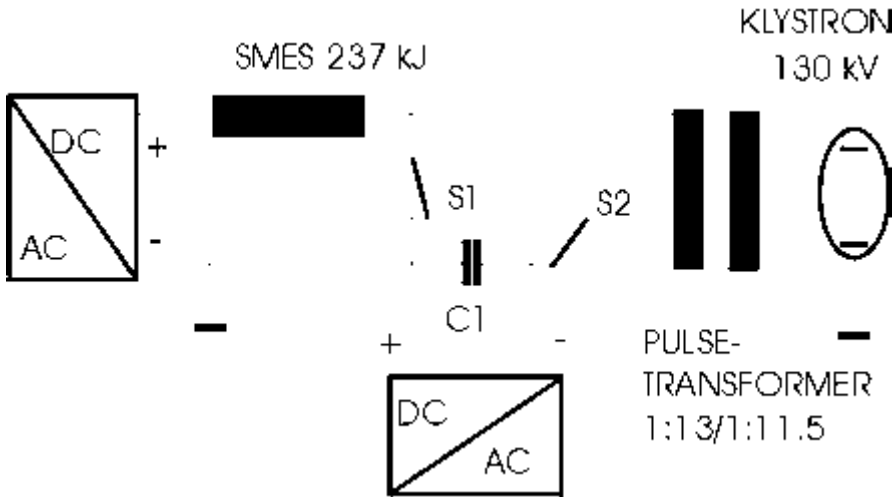


Abb. 8: Vereinfachtes Schaltschema für SMES-gestützte netzfreundliche Leistungspulserzeugung.

Der Leistungspuls-Modulator setzt sich aus einem magnetischen und einem kapazitiven Energiespeicher, dem Thyristorschalter S1, dem IGBT-Schalter S2 und dem Pulstransformator zusammen. Dazu kommt noch eine aufwendige Steuerung. Das Klystron ist die zu versorgende Last.

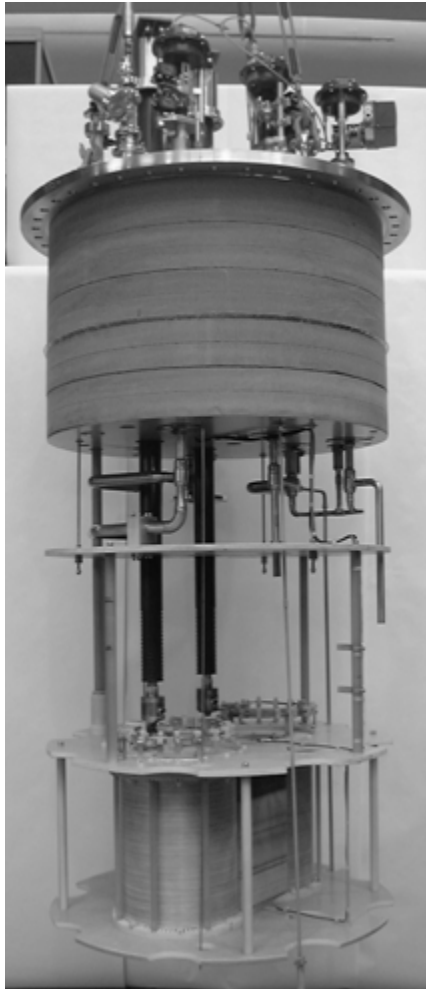


Abb. 9: Kryostateinsatz des SMES-Modulormagneten (Magnet im Bild unten)

Das Magnetsystem (Abb. 9) besteht aus einer streufeldarmen antiparallelen Anordnung von zwei 4 T-Solenoiden mit einer gespeicherten Energie von 237 kJ bei einem Betriebsstrom von 2600 A. Der Magnet ist durch den speziellen Entwurf des Supraleiter-Kabels und der transparenten Wicklung mit 100 T/s besonders schnell pulsbar. Gekühlt wird mit flüssigem Helium. Das Magnetsystem muss elektrische Spannungen von rund 10 kV vertragen; die für die Klystrons bei DESY benötigten 130 kV werden über einen Pulstransformator mit 13:1 Übersetzungsverhältnis bereit gestellt /JUENGST 2002b/.



3.4 Ganglinien-Glättung

Photovoltaik- und Windenergieanlagen haben in unseren Breiten häufig den Nachteil, dass Wind und Sonne nicht gleichmäßig zur Verfügung stehen. Die schwankenden Leistungsabgaben können bei großem Anteil der regenerativen Leistungserzeugung an der Gesamtkapazität eines Netzes zu beachtlichen Netzstörungen führen. Es wäre viel gewonnen, wenn z.B. eine leistungsstarke Photovoltaik-Anlage eine über den Tag vorherbestimmbare Ganglinie hätte, d.h. dass man Fluktuationen mit einer Speicheranlage ausgleicht und die Ganglinie damit glättet.

Eine Studie am Forschungszentrum Karlsruhe hat ergeben, dass typisch ein 1h-Speicher geeignet wäre, d.h. dass die Maximalleistung der Photovoltaikanlage für eine Stunde gespeichert werden sollte. Zusammen mit der Kostenskalerung von SMES, nach der der Anstieg der Kosten unterproportional mit der Energie (ca. $E^{2/3}$) ist, ergeben sich je nach anzusetzendem Wirkungsgrad verschiedene untere Grenzen für die Wirtschaftlichkeit. Bei Heliumkühlung errechnen sich bei einem Leerlaufwirkungsgrad von 92 % etwa 10 MWh gespeicherte Energie und ein Solarfeld mit 10 MW Spitzenleistung. Es gibt zwar noch keine fundierten Kostenschätzungen, die den Wert des SMES-Einsatzes für diese Glättungsaufgaben näher beleuchten, aber es wird wahrscheinlich notwendig werden, diesem SMES noch weitere Aufgaben in dem betroffenen Netz wie Stabilisierung aufzuerlegen, um attraktiv genug zu werden. Wenn Supraleiter verfügbar werden, die bei relevanten Magnetfeldern von mehreren Tesla noch technisch nutzbare Stromdichten erlauben und mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden können, sinkt die ökonomisch interessante Grenze auf 100 kWh/100 kW bei einem Leerlaufwirkungsgrad von 96 %.

3.5 Netzstabilisierung

Die Bekämpfung von Instabilitäten im Netz ist ein weiteres Anwendungsbeispiel für SMES. Mit einem einzelnen größeren SMES (japanisches Konzept) oder einer Gruppe von SMES im Leistungsbereich von einigen Megawatt (amerikanisches Konzept) können schwache Teilnetze stabilisiert und die Übertragungsleistung erhöht werden. Durch die verteilten so genannten D-SMESTM von AMSC kann beispielsweise eine kurzfristig erforderliche Verstärkung eines Teilnetzes erreicht werden, ohne auf Genehmigungen für den Ausbau von Trassen oder Stationen warten zu müssen. Die D-SMESTM werden an strategischen Punkten im Netz verteilt (Abb. 10). Als Beispiel sei die Anlage bei Alliant Energy in Wisconsin mit 3 MW Wirk- und 14 MVAR Blindleistung genannt. Bei Änderungen der Leistungsabforderungen im Netz kann man mit dieser Einrichtung flexibel reagieren. Ein Ausbau des Netzes kann vielfach dadurch verschoben oder sogar vermieden werden



4 Zusammenfassung und Ausblick

Der supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) ist gut geeignet, direkt elektrische Energie zu speichern. Die Vorteile des SMES liegen bei seiner hohen Dynamik, der beliebig hohen Zykluszahl, beliebiger Tiefentladung, hoher Lebensdauer und einer hohen Leistung bei verhältnismäßig kleiner gespeicherter Energie. Mit einer 4-Quadranten-Leistungselektronik können die gewünschten und notwendigen Wirk- und Schein-Leistungen eingestellt werden. Die verwendeten Materialien und auch das Kühlmittel (derzeit i.a. noch Helium, später Wasserstoff oder evtl. Stickstoff) sind umweltverträglich. Bei geeigneter Wahl der Spulenkonfiguration (z.B. Torus) wird die Umwelt auch nicht durch Magnetfelder gestört.

In der zurückliegenden Dekade erfolgte die Konzentration auf SMES mit Energien/Leistungen im Bereich von mehreren Megajoule und Megawatt. Bereits industriell und im Markt eingeführt sind USV-Anlagen auf SMES-Basis zum Schutz von störungsempfindlichen Produktionsanlagen sowie so genannte D-SMESTM, die an verschiedenen Stellen im Netz positioniert die entsprechenden Teilnetze schnell und flexibel stabilisieren können. Die Kompensation von fluktuierenden Lasten oder die Glättung von Leistungserzeugern mit schwankender Ausgangsleistung sind technisch nachgewiesene Möglichkeiten, jedoch noch nicht im Markt. Eine spezielle Anwendung ist die netzfreundliche Erzeugung von Hochleistungspulsen, wie sie beispielsweise in der Elementarteilchen-Forschung benötigt werden.



Relevante SMES-Projekte mit Hochtemperatur-Supraleiter unter Verwendung von Cryocoolern bei einer Betriebstemperatur nahe 20 K haben begonnen. Die Aussichten für SMES werden jedoch noch stärker zunehmen, wenn es gelingt, Hochtemperatursupraleiter kostengünstiger herzustellen und bei angehobenen Temperaturen weniger magnetfeldempfindlich zu machen, so dass diese Leiter auch im Magneten mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden können.

5 Literatur

- /BUCKLES 1993/ W. Buckles, M.A. Daugherty, R.R. Weber, and E.L. Kostecki, IEEE Trans. Appl. Superconductivity 3 (1993) 328-331 und WWW-Seite von AMSUPER.com
- /JUENGST 1995/ Juengst, K.P., Komarek, P., Maurer, W., (Hrsg), „Superconductivity in energy storage“, World Scientific Publishing Co., Singapore, 1995
- /JUENGST 1998a/ Juengst, K.P., “SMES Progress“, Proc. of the 15th International Conf. on Magnet Technology, 1997, Lin Liangzhen, Shen Guoliao, Yan Luguang (Eds.), Science Press, Beijing, China, 1998, p. 18-23, s. auch WWW-Seite von FZK.de/itp
- /JUENGST 1998b/ Juengst, K.P., Salbert, H., Simon, O., Proc. 15th Intern. Conf. Magnet Technology, Beijing, Oct. 20-24, 1997, Liangzhen Lin (Hrsg), Science Press, Beijing, 1998, S. 494-7
- /KRISCHEL 1999/ Krichschel, D., Accel Instruments, persönliche Mitteilung 1999
- /JUENGST 2002a/ Juengst, K.P., Gehring, R., Kudymow, A., Pfisterer, H.J., Suess, E., IEEE Transactions on Applied Superconductivity 12 (2002) 754-757
- /JUENGST 02b/ Juengst, K.P., Gehring, R., Kudymow, A., Kuperman, G., Suess, E., IEEE Transactions on Applied Superconductivity 12 (2002) 758-761
- /SCHOETTLER 2001/ Schoettler, R., Proc.



Schwungradspeicher - Stand der Technik

Dr. Frank Täubner
rosseta Technik GmbH
Karl-Liebknecht-Str. 38, 06862 Roßlau / Elbe
Tel.: (03 49 01) 88 32 40
E-mail: wildtaube@t-online.de

1 Kurzfassung

Schwungradspeicher nutzen die mechanische Energie eines sich sehr schnell drehenden Rotors, um elektrische Energie zu speichern oder abzugeben. Sie zeichnen sich gegenüber anderen Speichermedien durch eine sehr lange Lebensdauer aus. Insbesondere für hohe Leistungen über 100 kW und eine Aufladezeit von ein bis drei Minuten sind Schwungradspeicher hinsichtlich Gewicht und Kosten sowohl den Batterien als auch den Kondensatoren überlegen. Der erreichte Stand der Entwicklung und Produktion von Schwungradspeichern wird vorgestellt.

2 Besonderheiten von Schwungradspeichern

Eine große Lebensdauer, über 20 Jahre ist erreichbar, unabhängig von der Anzahl und der Tiefe der Entladungen !	Hohe Anschaffungskosten !
Die Temperatur von -25 bis $+50^{\circ}\text{C}$ hat keine Auswirkung auf die Leistungsfähigkeit.	Eine hohe Selbstentladung mit ca. 50% in einer Stunde muss berücksichtigt werden.
Die Optimierung hinsichtlich Speicherenergieinhalt und Leistung ist getrennt möglich.	Das Schwungradsystem hat einen definierten Platzbedarf, der nicht aufgeteilt werden kann.

Tabelle 1 : Vor- und Nachteile von Schwungradspeichern

Im Gegensatz zu den breit angewendeten Batterien handelt es sich bei den Schwungradspeichern um ein mechanisches System, das zur Speicherung von elektrischer Energie benutzt werden kann. Einen solchen Speicher hat in jedem Fall mindestens folgende Bestandteile: das Schwungrad (mit besonders hoher Festigkeit), einen Elek-



tromotor auf einer Welle mit dem Schwungrad (für hohe Drehzahlen optimiert), zwei Lager (entweder Kugellager oder Magnetlager und Notlaufkugellager), ein Vakuumgehäuse mit Vakuumpumpen (u.U. sind Vorpumpe und Turbopumpe nötig), einen Wechsellrichter und ein Kühlsystem (Wasser oder Luftkühlung).

Aus dem Aufbau ergeben sich die in Tabelle 1 aufgezählten wesentlichen Vor- bzw. Nachteile im Vergleich zu chemischen Akkumulatoren oder Kondensatoren.

Diese besonderen Eigenschaften verbunden mit den hohen Anforderungen an die Forschung und Entwicklung haben bisher einen Einsatz von Schwungradspeichern in größeren Stückzahlen verhindert. Andererseits sind Schwungradspeicher natürlich in ganz bestimmten Anwendungen sehr interessant und nicht durch Batterien oder Kondensatoren zu ersetzen.

Parameter	NiCd-Akkumulatoren	Schwungradspeicher (Typ rosseta T2)	Powerkondensatoren
Energie / Masse	45 Wh/kg	12 Wh/kg	1,13 Wh/kg
Leistung / Masse	200 W/kg	600 W/kg	1000 W/kg
Lebensdauer Max. Zyklenzahl	2 000	3 000 000	300 000
Bevorzugte Speicherdauer	Stunden bis Tage	Minuten	Sekunden

Tabelle 2 : Vergleich der Leistungsparameter

Schwungradspeicher sind für eine Speicherung der Energie im Minutenbereich verbunden mit einer hohen Zykluszahl besonders geeignet. Solche Anforderungen ergeben sich bei Bremsen und Beschleunigen von Nahverkehrsbusen oder Straßenbahnen.

3 Stand der Technik

3.1 Zur Zeit verfügbare Schwungradspeicher

In der Tabelle 3 sind die technischen Daten der Schwungradspeichersysteme zusammengestellt, die bereits Fertigungsreife erreicht haben bzw. sich kurz vor der Fertigungseinführung befinden.

Parameter	MagnetMotor K3	RWE Piller	rosseta T1	rosseta T2
Leistung	150 kW	1,6 MW (kurzzeitig) 150 KW (dauernd)	150 kW	350 kW
Speicherinhalt	2 kWh	4,7 kWh	2 kWh	6 kWh
Drehzahl	12.000 /min	3.300 /min	25.000 /min	25.000 /min
Einsatzfall	Busse	USV, Straßenbahn	Straßenbahn, Busse	stationär im Bahnnetz, Züge
Produktreife	Verfügbar seit 1988	Verfügbar seit 1998	Verfügbar seit Sept. 2002	seit für 2003 geplant.

Tabelle 3 : Technische Daten von Schwungradspeichern

Der Schwungradspeicher K3 von MagnetMotor /REINER 1994/ stellt das erste funktionsfähige Schwungradsystem mit einem Faserverbundschwungrad dar. Das Schwungrad läuft in fettgeschmierten Kugellagern in einem Vakuumgehäuse. Es wird ein spezieller Motorgenerator verwendet, der durch die separate Ansteuerung jeder Wicklung mit einer eignen Endstufe eine sehr hohe Taktfrequenz erreicht. Dadurch sind allerdings der Motorgenerator und seine Ansteuereinheit relativ aufwendig und kostenintensiv in der Herstellung. Das System wurde bisher über 20 Mal in dieselelektrischen Bussen und Trolleybussen eingesetzt. Dadurch kann die Antriebsleistung des Dieselmotors etwa halbiert werden und es ergibt sich eine Einsparung von bis zu 30 % Treibstoff durch die Nutzung der Bremsenergie. Leider konnte das System sich nicht breit durchsetzen, da die Kosten für den dieselelektrischen Antrieb mit Schwungrad zu hoch sind. Nachfolgemuster mit besseren Eigenschaften wurden von MagnetMotor bereits angekündigt, sind aber bisher noch nicht einsatzfähig.



Das Schwungradsystem der Piller GmbH /DARRELMANN 1999/ wurde für unterbrechungsfreie Stromversorgungen entwickelt und besteht aus einem Stahlschwungrad und einer klassischen Elektromaschine. Damit erklären sich die großen Abmessungen und das enorme Gesamtgewicht von 9 t. Zur Reduzierung der Reibungsverluste wird das System mit Helium gefüllt und ein elektrischer Hubmagnet entlastet die beiden Kugellager in axialer Richtung. Das Schwungradsystem wird hierbei fast immer bei voller Drehzahl gefahren und nur relativ selten kommt es zum Netzausfall durch Kurzschlüsse oder einen Blitzeinschlag. Dann kann das Schwungrad kurzzeitig hohe Ströme abgeben. Die Abkühlung des Systems kann danach über einen längeren Zeitraum erfolgen. Mit der entsprechenden Netzstabilisierungsanlage wurde dieses Schwungradsystem bereits in den letzten vier Jahren etwa 500 Mal verkauft.

Die Entwickler von Piller /BRIEST 2000/ leiteten davon eine Variante zur Stabilisierung des Gleichstromnetzes der Straßenbahn ab. Diese Version wurde ab 1999 in Hannover aufgebaut. Die Anforderungen sind hier jedoch wesentlich härter, da bei der Straßenbahn ununterbrochen Bremsenergie gespeichert und unmittelbar danach wieder abgegeben werden muss. Dadurch war ein aufwendiges Kühlsystem erforderlich. Die Dauerleistung des Systems im Straßenbahnnetz ist wesentlich geringer im Vergleich zur möglichen Kurzzeitleistung. Die in Hannover aufgestellten Schwungradspeicher konnten nach einer längeren Phase der Störungen und Umbauten seit Frühjahr 2002 zur stabilen Funktion gebracht werden.

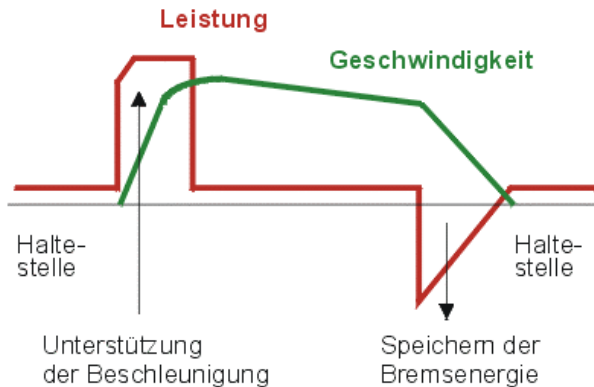


Abb. 1: Leistungs- und Geschwindigkeitskurven einer Straßenbahn

Seit August dieses Jahres wurde die Schwungradabteilung der WTZ Rosslau GmbH in ein selbständiges Unternehmen mit dem Namen rosseta Technik GmbH ausgegründet. Im September dieses Jahres wurde die Erprobung des ersten Systems, rosseta T1



abgeschlossen. Die Daten dieses Systems sind ebenfalls in der Tabelle eingetragen. Dann finden wir weiter in der letzten Spalte das System rosseta T2, das sich noch in der Entwicklung befindet und ab 2003 in die Fertigung gehen soll. Daher sind die angegebenen Daten nur vorläufig.

3.2 Bekannte Schwungradprojekte

Neben den genannten Schwungradsystemen, gibt es eine Reihe von Projekten, die sich noch in der Entwicklung befinden und in denen interessante Lösungen untersucht werden.

Hierzu gehört das Schwungradsystem Pirouette der Firma Urenco /Jackson 2001/. Dieses Unternehmen stellt seit längerem Ultrazentrifugen zur Anreicherung von spaltbarem Uran her. Dabei handelt es sich um Faserverbundzylinder, die senkrecht stehend zu hohen Drehzahlen gebracht werden. Das Lagersystem besteht aus einer mechanischen Ein-Punkt-Lagerung unten und einem Magnetlager oben. Im Zylinder ist weiterhin der Motor integriert. Solche Systeme wurden als Schwungradspeicher für 100 kW Leistung und eine Energie von 2 kWh aufgebaut. Es wird nun versucht, die Leistung zu erhöhen. Diese Systeme sollen für den stationären Einsatz im Bahnnetz oder in unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlagen eingesetzt werden.

Ein weiteres bekanntes System ist das der Firma CCM /THOOLEN 2000/ aus Holland. Verwendet wird ein Faserverbundschwungrad, das auf einem Stahlzylinder sitzt. Im Inneren befindet sich der Motorgenerator. Verwendet werden Kugellager mit Ölschmierung. Das System erlaubt Leistungen bis 300 kW und ist in einigen unterschiedlichen Prototypen für den Einsatz in einem Versuchsbus und in einer Straßenbahn im Rahmen von Förderprojekten aufgebaut worden.

Ein Forschungsverbund der Braunschweiger Universität, der Firma Piller u.a. /CANDERS 2001/ arbeitet zur Zeit an einem neuen Speicher mit einem Faserverbundschwungrad, das sehr hohe Leistungen für unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen ermöglichen soll. Dieses System wird mit einem Magnetlager ausgerüstet, das Supraleiter benutzt, die bei Stickstofftemperatur gehalten werden. Der Aufbau des ersten Prototypen ist für das nächste Jahr geplant.

Das Schwungradspeichersystem der US-Firma Beacon /FAVALORO 2002/ leistet nur 2 kW und wird für die unterbrechungsfreie Stromversorgung eingesetzt. Es verwendet Magnetlager. Durch die geringe Leistung wird erwartet, dass das System nur in ausgewählten Fällen gegenüber den batteriebetriebenen unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlagen konkurrenzfähig sein wird.



Ein ähnliches System wird als Ableger der Forschungsprojekte der US-Raumfahrt von der Firma Pentadyne /JANZING 2002/ entwickelt. Das soll 120 kW leisten und ebenfalls zur Kompensation von Spannungsschwankungen in Netzen eingesetzt werden.

Damit soll die kurze Übersicht abgeschlossen werden. Die Schwungradprojekte aus den Forschungszentren Karlsruhe /KOCH 1999/ und Jülich /KOLK 1997/, ebenso wie das Projekt für einen PKW-Speicher von FIAT, BMW und der Firma EAST4D /BRUSAGLINO 1999/ werden nicht weiter behandelt, da sie keine Weiterführung erfahren haben.

4 Vorstellung des Schwungradspeichers rosseta T1

An Hand dieses Systems sollen im folgenden die technischen Probleme von Schwungradspeicher detaillierter besprochen werden.

Das System wurde im Zeitraum von 1999 bis 2002 entwickelt und besitzt ein Schwungrad in Scheibenform. Es ist aus nur 4 Faserverbundringen zusammengesetzt, die nach einer speziellen Technologie mit einer eigens dafür aufgebauten Wickelanlage in Roßlau gefertigt werden. Die 4 Ringe werden unter großer Vorpressung zusammengesetzt, dadurch befindet sich das Epoxidharz zwischen den tangential liegenden Fasern in Druckbelastung. Selbst die hohen Fliehkräfte bei 25000 Umdrehungen / min reduzieren diese Vorpressung aber heben sie nicht auf. Somit wird eine Rissbildung zwischen den Fasern ausgeschlossen und die hohe Festigkeit der Fasern in Umfangsrichtung voll ausgenutzt. Diese Technologie ist bisher einmalig. Ähnliche leistungsfähige Schwungräder sind uns nur aus den USA /NICHOLS 1999/ bekannt. Dort benötigt man jedoch für ein Schwungrad von nur 350 mm Durchmesser 7 Ringe. Für das System T2 wurden Schwungräder aus nur 5 Ringen mit 700 mm Durchmesser hergestellt und erfolgreich bei 25.000 Umdrehungen pro min getestet. Dann erreicht die Umfangsgeschwindigkeit 3.300 km/h.

Ein zweiter wichtiger Bestandteil des Speichers ist das Lagersystem, das aus Keramik-Kugellagern mit einem Ölkreislauf und einer magnetischen Entlastung besteht. Der Kreislauf erfüllt zwei Funktionen, er schmiert die Kugellager sehr effektiv von innen und kühlt die Welle und die Lagerinnenringe.

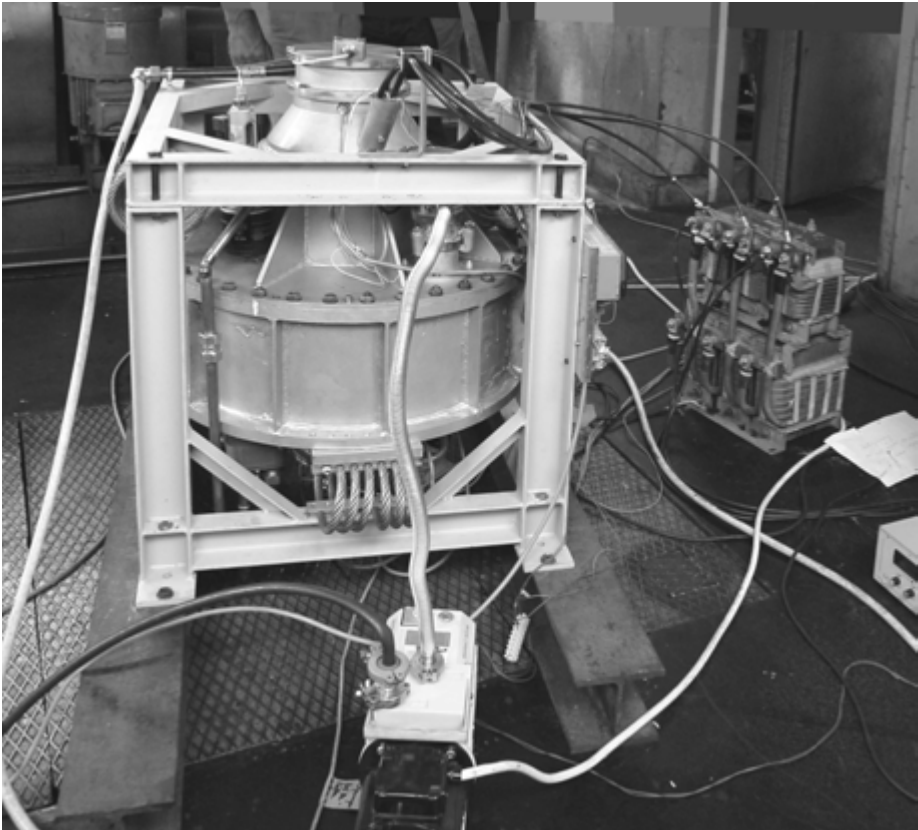


Abb. 2: Der Prototyp des Systems rosseta T1 bei der Erprobung

In der Abbildung ist vorn die Vakuumpumpe zu erkennen, rechts neben dem System befindet sich die Drossel, die zwischen Wechselrichter und Schwungradmotor geschaltet werden muss, um die niedrige Induktivität des Motors zu erhöhen und die Oberwellen des Stroms zu reduzieren.

Der Rotor wird oberhalb der zweiten Eigenschwingung betrieben und außerdem noch für den Drehzahlbereich ab 15.000 Umdrehungen sorgfältig ausgewuchtet. Dadurch erreichen wir, dass das System sehr leise und ruhig läuft, es werden keine Schwingungen erzeugt. Die Amplitude der Schwingungen liegt selbst bei voller Drehzahl noch unter $0,6 \text{ m/s}^2$. Die Geräusche der Ventilatoren sind lauter im Vergleich zum Schwungrad. Die Entwicklung des Lagersystems mit dem Ölkreislauf war sehr aufwendig, es wurden dazu drei Testsysteme und vier Prototypen benötigt. Erst der vierte Prototyp funktionierte völlig zufriedenstellend.

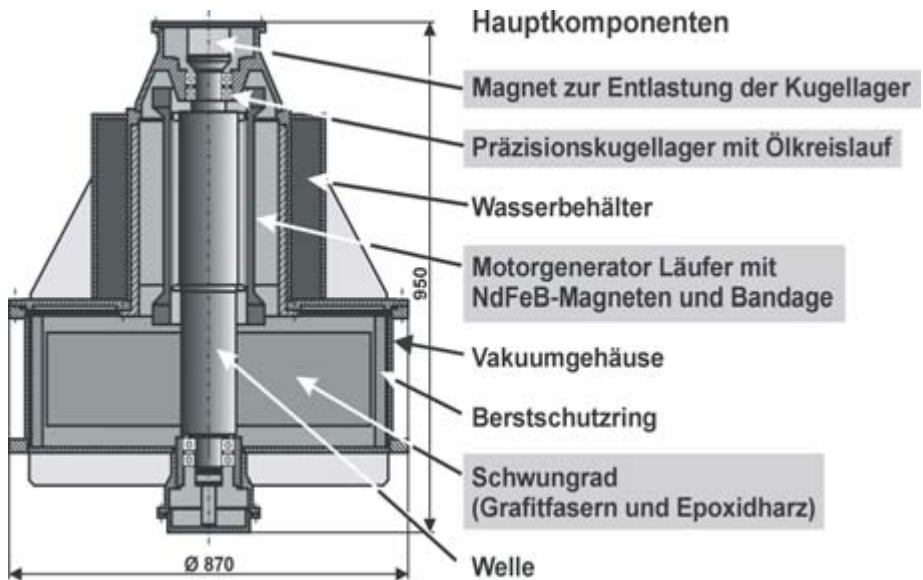


Abb. 3: Schnittzeichnung des Systems rosseta T2

Auf ein drittes Merkmal der rosseta-Schwungradsysteme sei noch hingewiesen.

Seit 1998 befanden sich verschiedene Testsysteme und Prototypen in Roßlau in der praktischen Erprobung und im Testbetrieb. Dabei wurden von Anfang an die Fragen der Sicherheit und der möglichen Havariezenarien ausführlich untersucht. Unter Einbeziehung der Spezialisten auf den verschiedenen Gebieten wurde ein Sicherheitskonzept geschaffen, das folgende Komponenten hat:

- Überwachung der Temperaturen, Schwingungen und des Vakuums durch Sensoren, die von der Betriebsführungselektronik ständig kontrolliert werden.
- Berstschutzring aus Faserverbund im Gehäuse drehbar angeordnet.
- Wasserbehälter, der 6 kWh Energie absorbieren kann.
- Drahtseilfedern, die eine sehr belastbare aber elastische Verbindung zum Fahrzeug oder Fundament herstellen.
- Überdruckventil, das bei Kühlwassereintrich in das Vakuumsystem den entstehenden heißen Dampf abbläst.



Das Sicherheitssystem hat sich bei allen bisher bewusst oder unbewusst herbeigeführten Störungen und Havarien bewährt. Das Schwungrad wurde in jedem Havariefall sicher durch die Drahtseilfedern, das Gehäuse und den Berstschutz gehalten.

Wir sind der Meinung, dass die rosseta Systeme so sicher sind, dass sie unmittelbar neben Personen betrieben werden können. Es kann nach unseren Erfahrungen und Berechnungen ausgeschlossen werden, dass sich vom Schwungrad lösende Teile die Wand des Gehäuses durchschlagen. Es wurde weiterhin nachgewiesen, dass selbst in extremen Belastungsfällen die Kugellager in der Lage sind, das Schwungrad sicher zu führen. Selbst bei den härtesten Bremsprozessen durch das Blockieren des Motors wurde der hohe Drehimpuls von den Drahtseilfedern abgefangen und ein Losreißen des Gehäuses aus der Verankerung verhindert.

5 Erreichter Entwicklungsstand und Ausblick

Das erste Muster des Schwungradspeichers rosseta T1 wurde seit den ersten Versuchsläufen im Dezember 2001 sorgfältig untersucht. Beim Betrieb bei der vollen Drehzahl und bei hohen Leistungen wurden einige Schwachstellen gefunden. Der zunächst verwendete Ölkreislauf erwies sich als zu schwach, um die Welle ausreichend zu kühlen. Weiterhin musste das Vakuumsystem verbessert werden, da bei den hohen Drehzahlen bereits eine Erwärmung des Faserverbundschwungrades am Außenrand auftrat. Das System der elastischen Aufhängung wurde durch definierte Stöße getestet und optimiert. Es konnte nachgewiesen werden, dass durch die gewählte Aufhängung Stöße bis 4 g mit einer Dauer von 50 ms auf den Rahmen in der Wirkung auf das Gehäuse auf 0,2 g abgeschwächt werden. Damit sollte ein Einsatz in Fahrzeugen problemlos möglich sein. Praktische Erprobungsergebnisse aus dem Fahrzeugeinsatz liegen jedoch noch nicht vor.

Im Laufe der Erprobung wurden noch kleine Veränderungen in der mechanischen Gestaltung vorgenommen, wodurch das Schwingungsverhalten verbessert werden konnte. In der vierten Erprobungsetappe im September 2002 wurde dann eine völlig zufriedenstellende Funktion erreicht und das System wurde an den Kunden ausgeliefert.

Wir bereiten zur Zeit ein zweites System für Anfang 2003 vor. Dabei haben wir eine Veränderung im Motorgenerator bereits in einem Vorversuch vorbereitet. Dadurch erwarten wir eine wesentliche Reduzierung der Leerlaufverluste, die zur Zeit noch bei über 2 kW bei voller Drehzahl liegen. Dieses System soll dann im Dauerlauf in unserem Unternehmen betrieben werden, um Erfahrungen hinsichtlich der Wartung zu bekommen. Bisher gehen wir davon aus, dass ein jährlicher Ölwechsel erforderlich ist, aber vielleicht lässt sich diese Frist auch ausdehnen.



Im nächsten Jahr ist der Aufbau von Prototypen des Systems rosseta T2 geplant, was im wesentlichen nach einer identischen Technologie erfolgen wird. Das Faserverbundschwungrad wird jedoch im Durchmesser auf 700 mm vergrößert, indem ein fünfter Ring benutzt wird. Der Motorgenerator wird in seiner Längenabmessung von bisher 150 mm beim rosseta T1 auf 300 mm verlängert. Zusammen mit einer stärkeren Leistungselektronik sollen dann 350 kW Dauerleistung möglich werden.

Wir hoffen somit in der nächsten Zeit zuverlässige Energiespeichersysteme für die Anwendung im Nahverkehr zur Verfügung zu stellen, die einen Beitrag zur Energie- und Kosteneinsparung liefern können.

6 Literatur

- /BRIEST 2000/ Briest, R.; Kähler, S.: Energiespeichereinsatz bei der ÜSTRA Hannover, 4. Symposium des FB Elektrotechnik HSTW Dresden 2000
- /BRUSAGLINO 1999/ Brusaglino, G.: Design of Safe High-Speed Flywheel, International Flywheel-Safety-Workshop, Dresden 1999
- /CANDERS 2001/ Canders, W.-R.: Leitprojekt DYNASTORE: Energiesparender Schwungradmassenspeicher mit HTSL-Magnetlager für den dezentralen Einsatz, BMWF-Förderkennzeichen 03273051
- /DARRELMANN 1999/ Darrelmann, H.: Safety Aspects of a 1,6 MW Low Speed Stationary Dynamic Storage Unit, International Flywheel-Safety-Workshop, Dresden 1999
- /FAVALORO 2002/ Favaloro, M.R.: Beacon Flywheels Should be Large Market for Composites, Advanced Materials & Composites News Vol. 24, No 6, page 6,7 March 2002 (www.beaconpower.com)
- /JACKSON 2001/ Jackson, C.: High-speed flywheels cut energy bill, Railway Gazette International April 2001
- /JANZING 2002/ J anzing, B.: Speichern mit Schwung, Solarthemen141, 8.Aug. 2002, siehe auch www.pentadyne.com
- /KOCH 1999/ Koch, R.: Superconducting Magnetic Bearing for a 300 Wh / 10 kW Flywheel Energy Storage System, International Flywheel-Safety-Workshop, Dresden 1999



- /KOLK 1997/ Kolk, M.: Ein Schwungrad-Energiespeicher mit permanentmagnetischer Lagerung, Berichte des Forschungszentrums Jülich 3470, 1997
- /NICHOLS 1999/ Nichols, S.: DARPA Flywheel Safety and Containment Programm, International Flywheel-Safety-Workshop, Dresden 1999
- /REINER 1994/ Reiner, G.; Reiner, K.: Energetisches Betriebsverhalten eines permanenterregten Drehmassenspeichers in Theorie und Praxis, VDI-Berichte Nr. 1168, 1994 Seiten 59 bis 81
- /THOOLEN 2000/ Röhlig, S.; Thoolen, F.J.M.: Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern bei Gleichstrombahnen, 4. Symposium des FB Elektrotechnik HSTW Dresden 2000



Dezentrale Energiespeicher im europäischen Verbundnetz - Ziele des EU-Projektes DISPOWER -

Prof. Dr. J. Schmid, Dr. T. Degner, Dr. A. Engler, C. Enßlin, M. Hoppe-Kilpper,
U. Kregel, K. Rohrig, P. Strauß

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.
Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: (0561) 7294-345, Fax: (0561) 7294-300

E-mail: info@dispower.org, www.dispower.org

www.iset.uni-kassel.de

1 Erneuerbare Energien, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung und neue Energieversorgungsstrukturen

Der Deregulierungsprozess des europäischen Energiemarktes bewirkt, dass der Energiesektor zunehmend in einen Wettbewerbsmarkt für Erzeugung, die Verteilung und den Handel übergeht. Durch den freien Zugang zu Stromverteilungsnetzen und entsprechenden Durchleitungsbedingungen werden neue Akteure im Markt auftreten. Sie werden den bereits bestehenden Trend zur dezentralen Stromerzeugung verstärken, der hauptsächlich durch die Integration von erneuerbaren Energiequellen ausgelöst wurde. Diese Entwicklung wird zu neuen technischen Anforderungen aber auch zu neuen Ansprüchen an gesetzliche Rahmenbedingungen und Richtlinien führen.

Es stellt sich die Frage, wie das europäische Verbundnetz vor diesem Hintergrund zukünftig zuverlässig, sicher und effizient betrieben werden kann. Neue Ansätze für Netzmanagement, Integration von Erneuerbaren Energien und anderen dezentralen Energieerzeugern, Lastmanagement usw. müssen entwickelt werden.

Erfahrungen aus technologischen Entwicklungsprozessen lassen darauf schließen, dass sich die Realisierung relevanter Anteile durch erneuerbare Energien über mehrere Jahrzehnte erstrecken wird. Die Fortentwicklung der Nutzung ausgeprägter lokaler Ressourcen (z. B. Wind, Sonne, Biomasse etc.), Leistungssicherung auf unterschiedlichen Netzebenen durch Ergänzung verschiedener, unterschiedlich fluktuierender Erzeuger sowie Energieübertragung über große Entfernungen (Ausbau des Verbundnetzes) aus besonders ertragreichen Regionen sind dabei besonders relevant [2].

Gleichzeitig gilt es, die fossilen Energieträger möglichst effizient zu nutzen. So lässt sich beispielsweise der Wärmebedarf von Häusern mit verfügbaren Technologien auf die Größenordnung des durchschnittlichen Bedarfs an elektrischer Energie senken.

Gegenüber der konventionellen getrennten Erzeugung von Wärme am Nutzungsort und elektrischem Strom in zentralen Kraftwerken, ließe sich dann durch den Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung rund ein Drittel des Verbrauchs fossiler Energieträger einsparen.

Eine der wichtigsten Aufgaben für die neuen zukünftigen Energieversorgungsstrukturen wird ein wirkungsvolles Zusammenspiel aller beteiligten Ebenen (Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Nutzung) sein. Außer den sich besonders schnell entwickelnden elektronischen Kommunikationsnetzen sind dafür leistungs- und anpassungsfähige Konzepte zum Energie-, Netz- und Kostenmanagement von Bedeutung.

Das europäische Projekt DISPOWER unterstützt die angesprochenen Veränderungen im Energiemarkt hin zu einer vermehrt dezentralen und marktorientierten Versorgungsstruktur.

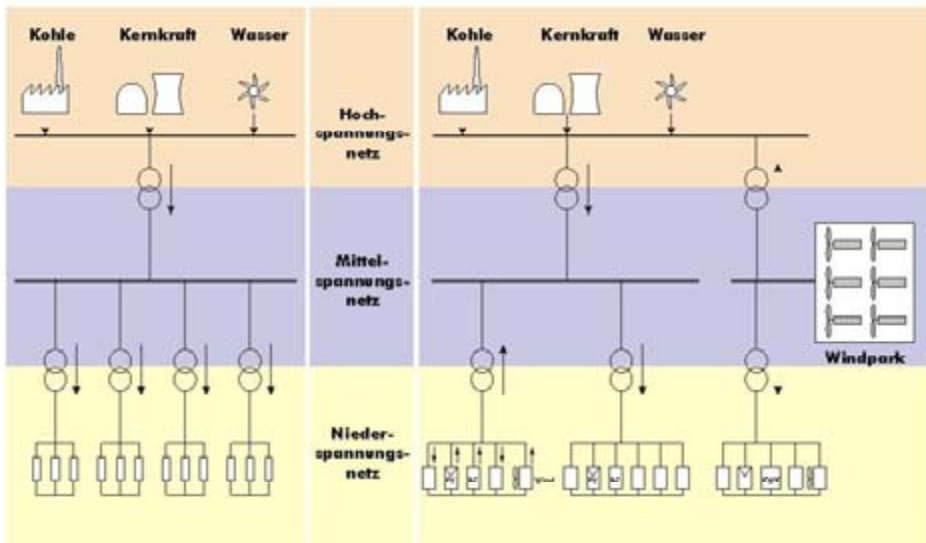


Abb. 1: Konventionelle Struktur der Stromversorgung (links) und zukünftige Struktur mit dezentraler Erzeugung und ggf. Speicherung (rechts)



Verteilte Energieerzeugung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen



Abb. 2: ISET koordiniert in Zusammenarbeit mit FhG ISE das europäische Forschungsprojekt DISPOWER (2002-2005) mit knapp 40 Partnern aus 11 Ländern

Zur Verbesserung der Erzeugung und Verteilung von Strom und Wärme und zur Verbesserung der Marktmöglichkeiten für erneuerbare Energien und dezentraler Energieerzeugung werden neue Konzepte, Strategien und Instrumente entwickelt und implementiert. Knapp 40 europäische Partner werden bis 2005 mit 11 verschiedenen Arbeitspaketen die sichere, zuverlässige und effiziente Integration von dezentraler



Energieerzeugung unterstützen. Die Projektpartner kommen aus den Bereichen Energieversorgung, Energieindustrie, Ingenieurdienstleistung, Forschung und Entwicklung.

Hauptziele des Projektes DISPOWER sind:

- Entwicklung von Strategien und Konzepten für Netzstabilität und Steuerung in elektrischen Netzen mit dezentraler Energieerzeugung
- Vorbereitung von Normen für Sicherheit und Netzqualität in Netzen mit dezentraler Energieerzeugung
- Untersuchungen zur Verbesserung der Netzqualität und Anforderungen für dezentrale Wechselrichter und Generatoren
- Entwicklung von Management Systemen für lokale Netze mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung
- Einschätzung der Auswirkungen von Informations- und Kommunikationstechnologien, Energiehandel und Lastmanagement auf die Endverbraucher
- Entwicklung von Planungswerkzeugen zur zuverlässigen und ökonomischen Integration von dezentralen Komponenten in regionale und lokale Netze
- Aufbau von Internet basierten Informationssystemen zur Kommunikation, Energiemanagement und -handel
- Untersuchungen zu Vertrags- und Tariff Fragen bezüglich Energiehandel, -durchleitung und Netzdienstleistungen
- Verbesserung und Anpassung von Testanlagen, Experimente zur Weiterentwicklung von Komponenten für dezentrale Energieerzeugung, Steuersysteme und Designwerkzeuge
- Verbreitung und Implementierung der erarbeiteten Konzepte



2 Energie- und Kostenmanagement

Erfahrungen aus Großbritannien und einigen skandinavischen Ländern haben gezeigt, dass durch die Liberalisierung des Energiemarktes die Energiepreise rasch fallen und enorme Preisschwankungen an den Energiebörsen möglich sind. Dies steht allerdings nicht in grundsätzlichem Gegensatz zur rationellen Energieverwendung, sondern eröffnet auch eine Chance, die neu gewonnene Flexibilität zur dezentralen, effizienten Erzeugung von elektrischer Energie in Abhängigkeit des Marktes zu nutzen. [4]

Differenziertere, zeitvariable Tarife verbunden mit automatisierten und standardisierten Kommunikationsverbindungen zwischen Versorger und Verbraucher eröffnen neue Möglichkeiten der Steuerung des Lastflusses. Dies ist besonders für große vielschichtige Verbraucher wie z. B. Industriebetriebe von Interesse (s. a. Abb. 1), die u. U. auch über eigene Erzeugungseinheiten, z. B. Kraft-Wärme-Kopplungsaggregate zur Prozessdampferzeugung, verfügen.

Ein Strompool zwischen Energieverteiler und Kunden (s. a. Abb. 2), lässt sich im Ansatz als Spot-Markt einer lokalen Energiebörse beschreiben (s. a. Abb. 3). Angebot und Nachfrage bestimmen den variablen Energiepreis für den z. B. im Stundenraster Bezugsvereinbarungen getroffen werden. Innerhalb eines Zeitfensters werden der Preis fixiert und gewisse Lastschwankungen toleriert, wobei eine ausgeglichene Energiebilanz zum Ende des Zeitfensters angestrebt wird. [4]

Der Kunde erhält die Möglichkeit, den Energiebezug bzw. eventuelle Einspeisungen unter eigenen Kriterien und Randbedingungen, z. B. auch der Auftragslage, zu optimieren. Plötzliche Lastabwürfe oder -begrenzungen durch den Versorger ließen sich vermeiden. Große vorzuhaltende Leistungsreserven auf der Erzeugerseite könnten reduziert werden.

Positive Erfahrungen mit variablen Stromtarifen bei der Versorgung von typischen Haushaltskunden wurden in einem Modellprojekt in der Stadt Eckernförde gesammelt [8]. Über Rundsteuersignale und eine neunstufige Stromwertampel erhielten die Kunden eine relative Preisinformation. Die Hochrechnungen des geänderten Nutzungsverhaltens der eintausend zufällig ausgewählten Testhaushalte auf das gesamte Stadtgebiet zeigte deutliche Lastverschiebungen im Tages- und Wochenverlauf aus den Hochlast- in die Schwachlastzeiten (s. a. Abb. 4). Die Spitzenlast würde im Winter maximal um 6 % und im Sommer maximal um 5 % gesenkt.

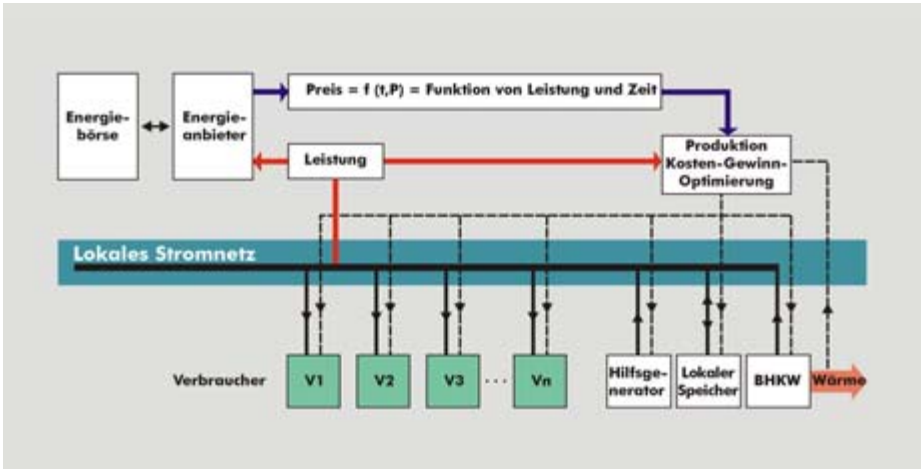


Abb. 3: Steuerung des Lastflusses verbunden mit Kosten- bzw. Gewinnoptimierung durch differenzierte, zeitvariable Tarife (Quelle: ISET/Universität Kassel)

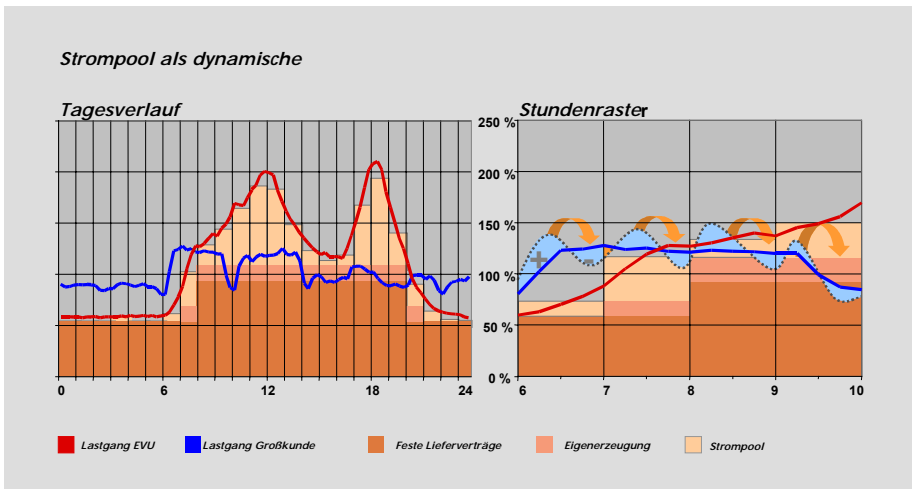


Abb. 4: Dynamischer Handel zwischen Energieverteiler und Kunden über einen Strompool im Stundenraster (Quelle: Universität Kassel [4])

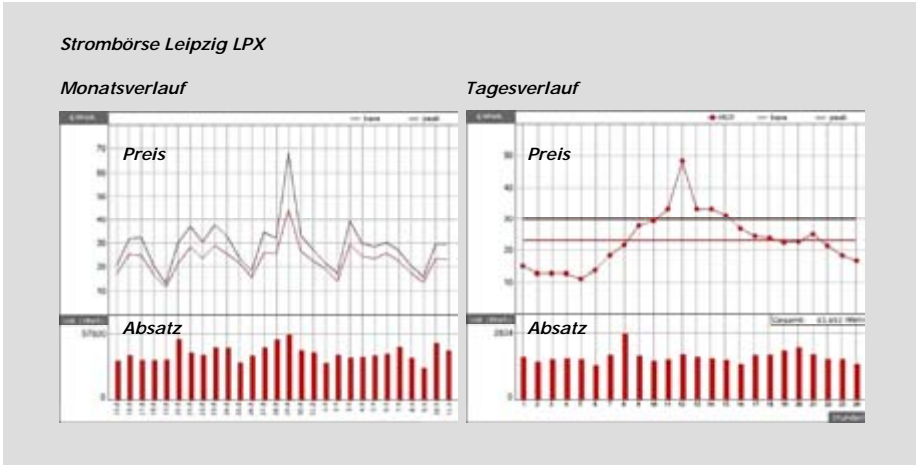


Abb. 5: Zeitvariable Preise am Beispiel des Spotmarktes der Strombörse Leipzig (Quelle: VDI Nachrichten)

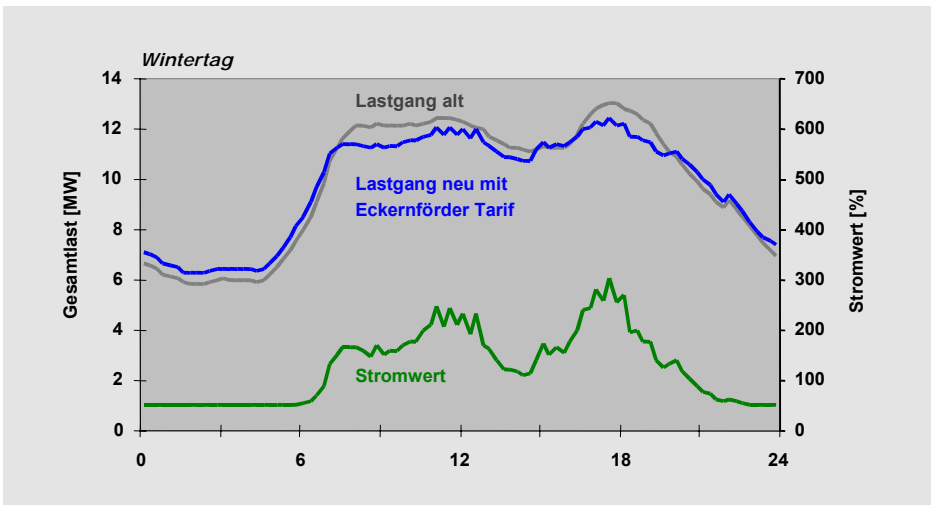


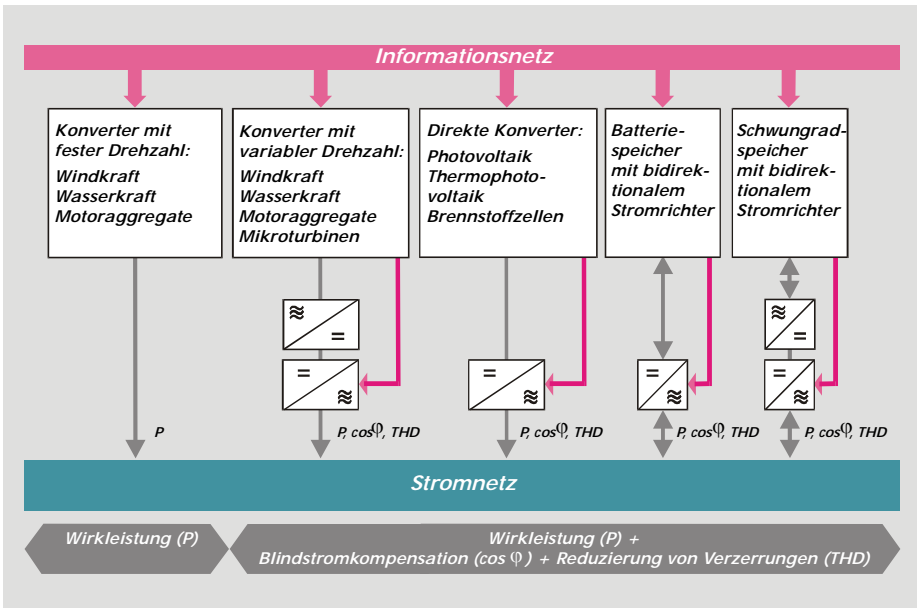
Abb. 6: Hochrechnungen des geänderten Nutzungsverhaltens im Modellprojekt Eckernförder Tarif zeigten deutliche Lastverschiebungen (Quelle: Morovic u. a., [8])



3 Dezentrales Power-Quality- und Netzwerkmanagement

Innovative Energiewandlungstechniken, wie drehzahlvariable mechanisch-elektrische Konverter für Wind- und Wasserkraftanlagen, Motoraggregate und Mikroturbinen, sowie direkte Konverter, wie Solar- und Brennstoffzellen, als auch Batterie und Schwungradspeicher werden über Stromrichter an das elektrische Netz angekoppelt. Die rasante Entwicklung in der Leistungselektronik und der Mikroprozessortechnik hat in den vergangenen Jahren einerseits zu erheblichen Kostensenkungen bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung geführt, andererseits aber auch weitere Möglichkeiten der Energieaufbereitung eröffnet.

So ist es mit modernen Stromrichtern nicht nur möglich, phasensynchrone sinusförmige Ausgangsgrößen zu erzeugen (Wirkleistung), sondern auch Blindleistung sowie Oberschwingungen zu kompensieren (s. a. Abb. 5). Die Leistungsfähigkeit solcher Geräte wird dabei sowohl durch die gewählten Schaltungstopologien, die eingesetzten



Bauteile

Abb. 7: Steuerbare Wirkleistung sowie Blindleistungs- und Oberschwingungskompensation durch Netzankopplung über Stromrichter (Quelle: ISET/Universität Kassel)



als auch die Regelungskonzepte bestimmt. Konventionell generieren Stromrichter im Netzparallelbetrieb Ausgangsstrom und Frequenz aus der Netzspannung. Die Leistung wird auf der Stromrichterseite eingestellt bzw. geregelt. Zur Einbindung in übergeordnete Netzregelungskonzepte sind entsprechende Kommunikationsverbindungen erforderlich.

Implementiert man in die Stromrichter geeignete Regelungsverfahren [5], so lassen sie sich als Spannungsquellen parallel am Netz betreiben. Wie bei konventionellen Erzeugern im Netz üblich, wird dann der Leistungsbeitrag über Statiken geregelt (s. a. Abb. 6 und 7). Die Frequenz bestimmt dabei die Wirkleistung und die Spannung die Blindleistung.

Darüber hinaus ermöglicht das Verfahren bei Netzausfällen den unterbrechungsfreien Weiterbetrieb des Stromrichters. Entsprechend den im Stromrichter vorhandenen bzw. daran angeschlossenen Speicherelementen lassen sich so auch USV-Eigenschaften realisieren. [5]

Stromrichterregelung mit Statiken

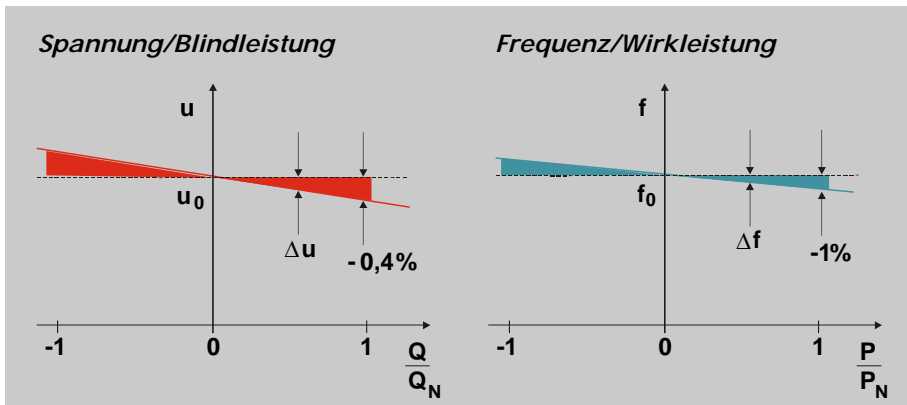
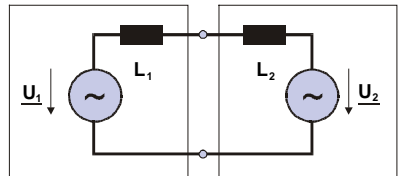
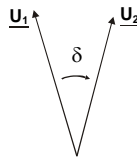


Abb. 8: Regelung des Leistungsbeitrages von Stromrichtern im Netzparallelbetrieb mit Statiken wie bei konventionellen Generatoren (Quelle: ISET/Universität Kassel [5])

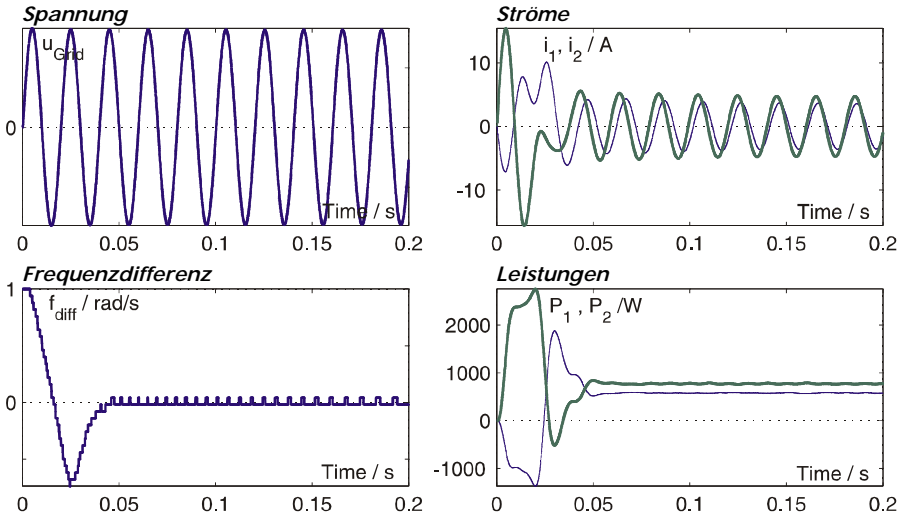


Abb. 9: Synchronisation und Leistungsaufteilung zwischen unabhängigen Stromrichtern durch digitale Regelung mit Statiken (Quelle: ISET [5])

Für die Kraftwerkseinsatzplanung und das Lastmanagement bei Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Übertragungsnetzbetreibern sind neben der genauen Kenntnis des statistischen Verhaltens der eingespeisten Leistung erneuerbarer Energien auch die Vorhersage der kurz- bis mittelfristig zu erwartenden Leistung von großer Bedeutung. Dazu werden heute Künstliche Neuronale Netze (KNN) und numerische Wettervorhersagen der meteorologischen Dienste für die Kraftwerkseinsatzplanung und die Erstellung der Lastfahrpläne eingesetzt.

Mehrere FuE-Institute haben die Eignung von KNN zur kurzfristigen Vorhersage der Windleistung detailliert untersucht. Besonders vorteilhaft gegenüber anderen Berechnungsverfahren sind das „Erlernen“ von Zusammenhängen und das „Erraten“ von Ergebnissen bei unvollständigen oder widersprüchlichen Eingangsdaten. In Zusammenarbeit mit der E.ON Netz GmbH, Lahmeyer International und der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) wird am ISET nun ein neues numerisches Modell zur Windleistungsprognose entwickelt. Es basiert auf der Kombination von vier besonders bewährten Methoden:

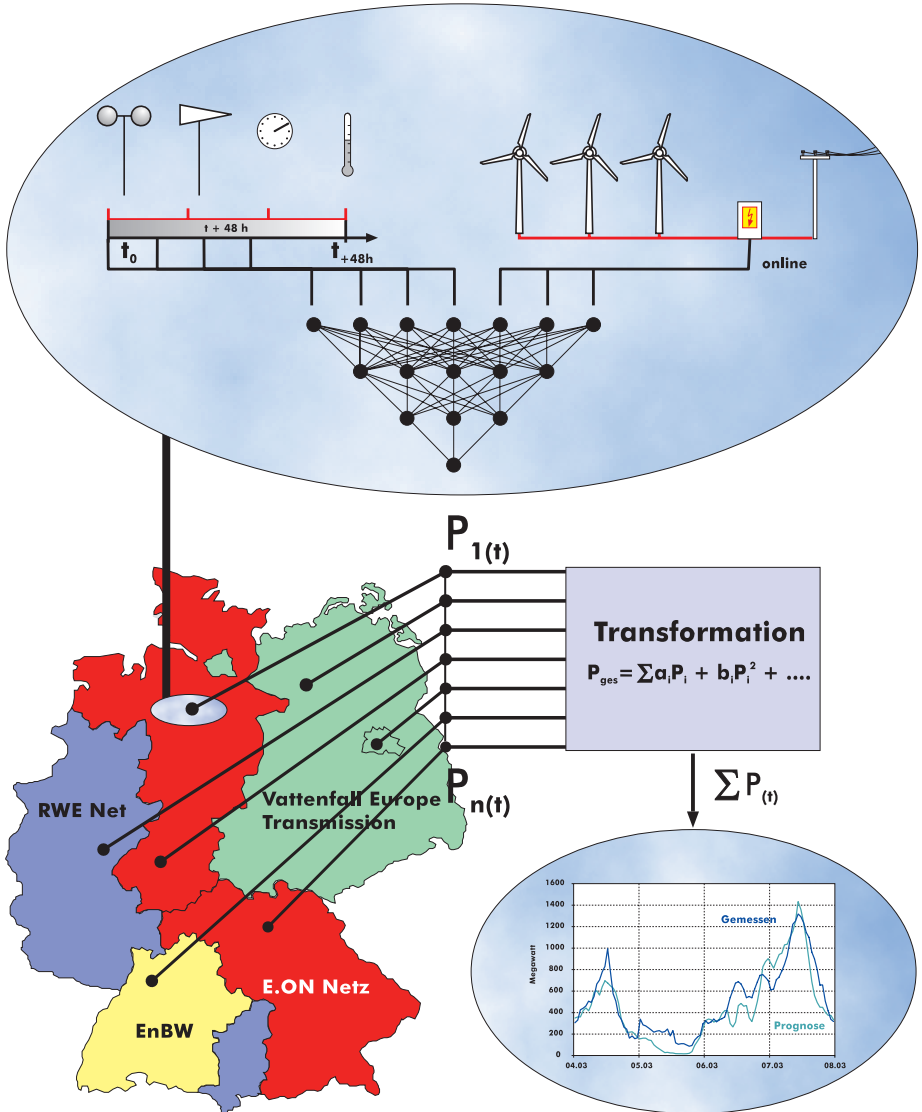


Abb. 10: Online-Erfassung und Prognose der Windstromeinspeisung im großräumigen Verbund (Quelle: ISET [6])



- präzise Vorhersage von Windgeschwindigkeit und -richtung des DWD an ausgewählten Standorten
- Transformation dieser Daten auf die Windparks mittels des Atmosphärenmodells KLIMM
- Bestimmung der zugehörigen Windleistung mit Hilfe von KNN
- Hochrechnung der Windleistung auf die Gesamteinspeisung im betreffenden Versorgungsgebiet mit dem ISET-Online-Modell

Für das Prognose-Modell werden die KNN zunächst mit den an repräsentativ ausgewählten Windparks gemessenen Daten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relationen zwischen Windgeschwindigkeit und Windparkleistung zu lernen. Für diese Standorte stellt der DWD prognostizierte Winddaten für einen Vorhersagezeitraum von 72 Stunden zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit verschiedenen statistischen Verfahren von generellen Abweichungen bereinigt. Das Atmosphärenmodell KLIMM (Klima Modell Mainz) transformiert diese Daten auf die einzelnen Windparks. Zusätzlich zu den prognostizierten Winddaten werden online gemessene Windparkleistungen als Eingangsgrößen für das Modell genutzt, um die Kurzzeitprognose bis zu 4 Stunden zu optimieren.

Die mit den trainierten KNN berechneten, zu erwartenden Windparkleistungen der repräsentativen Standorte werden dann als Eingangsdaten für das Online-Modell zur Ermittlung der gesamten Windstromeinspeisung genutzt. Durch diese Kombination ist die Vorhersage der Windleistung des gesamten Versorgungsgebiets großer EVU im Bereich von 1 bis 48 Stunden mit Genauigkeiten von über 90 % möglich. Damit ist eine weitere Stufe für eine verbesserte Integration der Windenergie in die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung bei EVU mit hohem Windenergieanteil erreicht.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Der Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energien sowie der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung bewirkt ein stetiges Wachstum dezentraler Einspeiser in das Stromversorgungsnetz. Erzeugungseinheiten, die über moderne Stromrichter in das Netz einspeisen, können grundsätzlich auch Blindströme kompensieren und Verzerrungen reduzieren und damit zur Verbesserung der Netzqualität beitragen. Dezentrale Einheiten aus Speicher und Stromrichter können die Qualität der Versorgungsspannung (Sinusform, Einbrüche, Schwankungen, Kurzausfälle) in Teilnetzen verbessern bzw. erhöhte Anforderungen sicherstellen.



Stromrichterregelungen mit Frequenz- Wirkleistungs- und Spannungs-Blindleistungs- Statiken erhöhen die Versorgungssicherheit und ermöglichen die Beteiligung dezentraler Einheiten an Ausgleichsvorgängen im Netz. Speicherbare Energieträger wie z.B. Biomasse und langfristig Wasserstoff ergänzen das schwankende Energieangebot aus Sonne, Wind und Wasser. Große Speichereinheiten wie Pumpspeicher- und Druckluftkraftwerke gewinnen aufgrund der wachsenden Dezentralisierung wieder an Bedeutung, aber auch für den Handel mit elektrischer Energie.

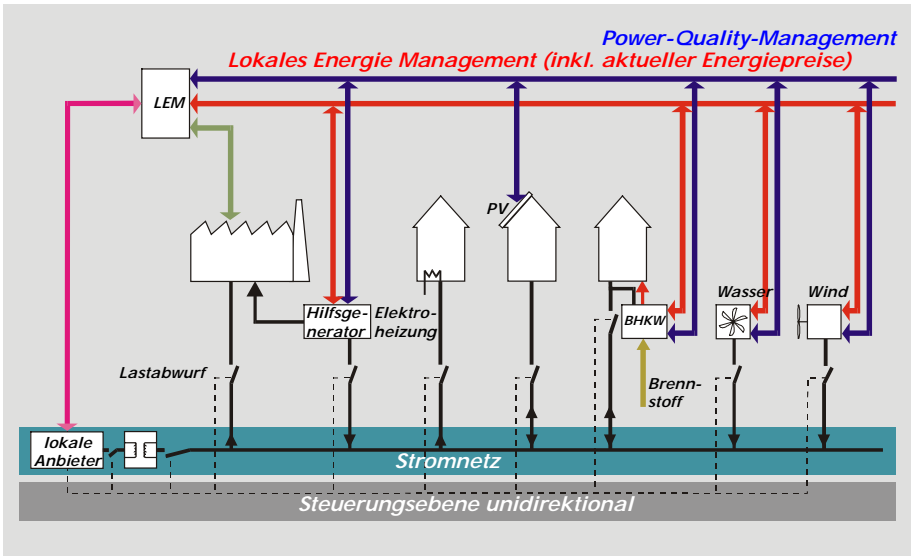


Abb. 11: Kombiniertes Power-Quality-Management und Energiemanagement mit zeitvariablen Tarifen über eine bidirektionale Kommunikationsebene (Quelle: ISET/Universität Kassel)

Ziel zukünftiger FuE-Anstrengungen muss es sein, die sich ändernden Versorgungsstrukturen so zu gestalten, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit auch bei steigenden Zahlen dargebotsabhängiger, fluktuierender Einspeiser ohne die Bereitstellung großer Leistungsreserven möglich sind. Neben dem richtigen Energiemix werden dabei leistungsfähige Kommunikationsstrukturen, Online- und Prognoseverfahren (s. a. [6]) für die Netzeinsatzplanung sowie bidirektionale Energiemanagement und -handelssysteme (s. a. Abb. 9) für den Dialog zwischen Energieerzeuger, Verteiler und Verbraucher von besonderer Bedeutung sein.



5 Literatur

- [1] J. Schmid, W. Kleinkauf, M. Hoppe-Kilpper, M. Durstewitz, U. Kregel: Der Beitrag erneuerbarer Energien in zukünftigen elektrischen Versorgungssystemen, Energie-zukunft 2030 - Schlüsseltechnologien und Techniklinien, in: Tagungsband IKARUS-Workshop der FfE, Mai 2000, Schliersee
- [2] G. Czisch, C. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig, B. Emonts, W. Kleinkauf, F. Trieb, F. Staiss: Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung, in: Tagungsband Jahrestagung ForschungsVerbund Sonnenenergie, September 2001, Potsdam
- [3] E. Engler, U. Kregel, K. Rohrig, J. Schmid (ISET); W. Kleinkauf, P. Otto (GhK); T. Stephanblome (EUS): Jahrestagung ForschungsVerbund Sonnenenergie, Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, 20.-21. September 2001, Potsdam
- [4] P. Otto: Bidirektionales Energiemanagement zwischen Stromversorger und Kunden mit Hilfe eines dynamischen Preismodells im liberalisierten Energiemarkt, Interne Studie, Fachgebiet Rationelle Energiewandlung, Institut für Elektrische Energietechnik, Universität Gesamthochschule Kassel, 1999, Kassel
- [5] A. Engler: Stromrichter für modular erweiterbare dezentrale elektrische Versorgung - USV mit höchsten Anforderungen, VDI Gesellschaft Energietechnik in: Tagungsband Fachtagung, November 2001, Braunschweig
- [6] K. Rohrig, D. Christoffers: Prognoseverfahren zur optimalen Nutzung erneuerbarer Energien, in: Tagungsband Jahrestagung ForschungsVerbund Sonnenenergie, September 2001, Potsdam
- [7] I. Stadler: Dialogfähige Energiemanagementsysteme im Kontext von Energieverbrauch und Nutzerverhalten, Dissertation, Universität Gesamthochschule Kassel, April 2001, Kassel
- [8] T. Morovic, R. Pilhar, W. Möhring-Hüser: Dynamische Stromtarife und Lastmanagement - Erfahrungen und Perspektiven, in: Tagungsband Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik '97, Oktober 1997, Kassel



Interkontinentale Stromverbünde - Perspektiven einer Vollversorgung Europas mit Strom aus regenerativen Quellen¹

Gregor Czisch
ISET e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-359, Fax: (0561) 7294-100
E-mail: gczisch@iset.uni-kassel.de

Eine Option der zukünftigen Stromversorgung mit großen Anteilen erneuerbarer Energien liegt in der großräumigen Vernetzung von Gebieten mit günstigen Dargebotsverhältnissen. Solche Gebiete liegen teilweise in Entwicklungsländern an Europas Grenzen. Eine weiträumige Verknüpfung birgt sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus technischer Sicht interessante Chancen. Sie ermöglicht eine rein regenerative Stromversorgung zu Kosten, die nicht weit von den heute üblichen entfernt sind und volkswirtschaftlich gut vertretbar erscheinen.

1 Überblick

Die erschließbaren Potentiale erneuerbarer Energien innerhalb Europas könnten einen großen Teil unseres Strombedarfs decken. Die Windenergie stellt europaweit ein großes, relativ kostengünstiges Angebot. Durch die hohe Besiedlungsdichte sind dem Ausbau allerdings innerhalb der EU deutlich engere Grenzen gesteckt als in manchen fast menschenleeren Wüsten, Steppen und Tundragebieten in ihrer Nachbarschaft.

Die Windenergiepotentiale auf Deutschlands Landflächen belaufen sich auf etwa 17% der derzeitigen Stromerzeugung und können nur durch Rückgriff auf zunehmend ungünstigere Standorte erschlossen werden. Die heimische Nutzung der Photovoltaik (PV) erscheint bei den derzeitigen Kosten für einen großen Anteil an der deutschen Stromversorgung ausgesprochen teuer. Eine weitere Quelle könnte zukünftig die heimische Offshore-Windenergie sein, deren Potential häufig unterschätzt wird. Windenergiequellen in anderen EU-Staaten zu erschließen, bietet sich als weitere Möglichkeit. Leider sind aber gerade in Ländern mit großen ertragreichen Potentialen, wie in

¹ Der Artikel ist mit farbigen Abbildung im Internet abrufbar.
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/stromverbuende_a4.pdf



Großbritannien oder beim EU-Anrainer Norwegen, die derzeitigen Zuwächse an Windkraftwerksleistung recht bescheiden [IEA 01] [WpM 02]. Selbst wenn dort der Zubau in den nächsten Jahren mit ähnlicher Konsequenz wie beispielsweise Deutschland oder Spanien einsetzen sollte, wäre deren Kraftwerkbestand relativ lange in der Lage, die Schwankungen der fluktuierenden Einspeisung zu beherrschen. Denn bis zu Stromverorgungsanteilen von 20% werden hierbei keine größeren Probleme erwartet (vgl. z. B. [Gie 00]). Bei einem Kraftwerkspark, der - wie der norwegische - weitgehend von Speicherkraftwerken dominiert wird, liegt diese Grenze vermutlich noch deutlich höher. Ein Überschreiten dieser Grenzen könnte in der Konsequenz letztlich zu einem Ausbau der heute nur für relativ kleine Leistungen ausgelegten Übertragungsleitungen anregen, mit deren Hilfe dann großräumige Ausgleichseffekte zu erzielen wären, die im Endeffekt deutlich höhere Anteile regenerativer Erzeugung erlauben. Bis zu deren Ausbau wäre aber keine große Steigerung des Windstromanteils in Deutschland zu erreichen.

Eine weitere mögliche Quelle stellen auch die Wind- und Solarenergieressourcen außerhalb der EU dar. Beide können zudem im Hinblick auf Ausgleichseffekte wertvolle Dienste leisten. Bezüglich des jahreszeitlichen Ausgleichs der potentiellen Windstromerzeugung, zeichnen sich die günstigen Windgebiete in den Küstenregionen Marokkos und Mauretaniens durch ihre Sommermaxima und damit einen im Vergleich zu Europa gegenläufigen Verlauf besonders aus. Auch Solarstrom aus Parabolrinnenkraftwerken könnte zusammen mit deutscher Windenergie (an Land wie offshore) einen interessanten Mix ergeben. Da beispielsweise in Marokko der Strombedarf deutlich stärker wächst als innerhalb der EU-Staaten, liegt hier auch ein Bedarf vor, den es auf dem Weg zur großräumigen Stromversorgung mit umweltfreundlichen Techniken zu decken gälte [DOE 02]. Auch der direkte EU Nachbar Spanien weist einen relativ großen Verbrauchszuwachs auf und bietet sich damit als Partner für einen Einstieg in den transnationalen Handel erneuerbarer Energie an. Selbst unter Berücksichtigung der Kosten und Verluste, die geeignete, heute verfügbare Übertragungseinrichtungen verursachen würden, könnte kostengünstiger Wind- und Solarstrom aus entfernten Regionen über Distanzen von mehr als 5000 km nach Mitteleuropa transportiert werden. Die Kosten für importierten Windstrom könnten deutlich niedriger sein, die für Solarenergie aus Parabolrinnenkraftwerken bei günstiger Entwicklung immerhin noch etwas niedriger als heimische Windenergie bei vollständiger Nutzung der deutschen Landpotentiale. Zudem ließe sich - bei EU überschreitender Nutzung - sowohl mit der Solarthermie als auch aus Wind elektrische Energie in mehr als ausreichender Menge für eine regenerative Vollversorgung gewinnen. Mit dem Einstieg in die großräumige regenerative Stromerzeugung könnte aber auch eine neue Form der wirtschaftlichen Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern etabliert werden, die aktiven Klimaschutz mit Gewinn für beide Seiten ermöglicht (s. auch [Czi 99]).



2 Stromtransport

Die Übertragungskapazitäten innerhalb der EU-Länder sowie zwischen den Ländern und zu ihren Nachbarstaaten sind zu schwach, um große Übertragungsleistungen, wie sie in einem massiven Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie anfallen könnten, zu transportieren. Schon in wenigen Jahren, wenn sich die Pläne des Ausbaus der Offshore-Windenergie verwirklichen, wird beispielsweise das norddeutsche Übertragungsnetz an seine Grenzen stoßen [IGW 01] [NDN 01]. Ein Ausbau sollte im Hinblick auf eine spätere Nutzung zur großräumigen Übertragung über Tausende von Kilometern mit der dafür geeignetsten Technik der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) erfolgen (s. a. [ABB 01]). Dieser Ausbau bedarf demnach der ergebnisorientierten Planung und Koordination.

Im Folgenden wird bei Berechnungen von Transportkosten und –verlusten für den Stromtransport über große Distanzen von HGÜ-Systemen mit Leistungen im Bereich von ca. 5 GW ausgegangen. Als Einspeiseort am Ende der HGÜ-Leitung wird willkürlich die Stadt Kassel gewählt. Die Kosten sind mit je 60 €/kW für die Umrichterstationen an beiden Enden der Leitung sowie 70 €/(kW 1000 km) für Freileitungen und 700 €/(kW 1000 km) für Seekabel angesetzt (s. a. [Häu 99]). Die relativen Übertragungsverluste belaufen sich bei Vollast auf 4%/1000 km in den Leitungen und je 0,6% in den Umrichterstationen. Die Verluste sind stark leistungsabhängig und werden dementsprechend berücksichtigt. Die Lebensdauer wird mit 25 Jahren konservativ angesetzt. Der zugrunde gelegte Zinssatz beträgt 5% und die Betriebskosten werden mit jährlich 1% der Anfangsinvestition angesetzt. Die in ihrer Länge großzügig bemessenen Leitungen sind mit der gleichen Nennleistung wie die einspeisenden regenerativen Kraftwerke ausgelegt.

3 Potentiale der Wind- und Solarenergie

Im Folgenden werden Potentiale der Windstromerzeugung sowie der Solarenergie aus PV und solarthermischen Kraftwerken angegeben. Die dazu nötigen Berechnungen stützen sich, wenn nicht gesondert vermerkt, auf Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) und bei der Solarenergie zusätzlich auf Daten der „National Centers for Environmental Prediction“ (NCEP) und des „National Center for Atmospheric Research“ (NCAR) [ERA-15] [NCEP 99].

3.1 Potentiale der Windenergie

Für Deutschland wird beispielsweise in [Qua 00] davon ausgegangen, daß das realisierbare Stromerzeugungspotential aus Windenergie auf Landflächen bei 53,5 GW liegt. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa 85 TWh gerechnet. Bezogen auf



Deutschlands Jahresstromverbrauch von etwa 490 TWh sind das ca. 17%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen (WKA) beläuft sich dann auf etwa 1600 VLh. Als Offshore-Potential werden zusätzlich ca. 79 TWh bei knapp 3400 VLh angenommen [Qua 00]. In einer anderen Studie wird das deutsche Offshore-Windpotential mit dagegen ca. 240 TWh angegeben [GMN 95], obwohl hierbei die maximale berücksichtigte Entfernung der Offshore-Standorte zur Küste auf 30 km begrenzt wurde. Das ist eine Einschränkung, die schon durch heutige Planungen als überholt angesehen werden kann (s.a. [BSH 02]), womit sich das Potential nochmals deutlich vergrößern könnte. Wird diese Restriktion aufgegeben und werden nur Flächen mit weniger als 40 Meter Wassertiefe einbezogen sowie gleichzeitig die Forderung gestellt, daß die Offshore-WKA nur an Standorten, die bisher weder als Schutzgebiete geplant oder ausgewiesen sind noch militärischer Nutzung unterliegen, ergibt sich ein „konfliktarmes“ Potential von ca. 67 TWh [IGW 01]. Die Annahmen sind wohl als sehr konservativ anzusehen. Anträge liegen heute sowohl für größere Wassertiefen bis 45 Meter vor [BSH 02], was ein Vielfaches des o.g. „konfliktarmen“ Potentials erschließt, als auch in Schutzgebiete und militärisch genutzten Flächen [BSH 02], so daß insgesamt einige hundert TWh Jahreserzeugung denkbar sind. Zudem macht der deutsche Anteil der potentiell nutzbaren Offshorefläche in der Nordsee nur etwa ein Achtel der Flächen mit weniger als 50 Metern Wassertiefe aus (s.a. [Czi 00]), so daß eine Kooperation Deutschlands mit seinen Nachbarn große Spielräume eröffnen würde.

Nach vorsichtigen Schätzungen der dänischen Fa. BTM Consult beläuft sich das technische Windstrompotential auf landgestützten Standorten innerhalb der EU und Norwegens auf 630 TWh oder 315 GW installierbare Windkraftanlagenleistung [EWEA 99]. Dabei galten die sehr vereinfachte Annahme, daß die Anlagenauslastung überall 2000 VLh beträgt. Bezogen auf den Stromverbrauch der EU-Mitgliedsländer von etwa 2350 TWh (mit Norwegen 2450 TWh) würde das technische Potential etwa ein Viertel des Stromverbrauchs decken können [DOE 02]. Eine Auswahl guter Windgebiete innerhalb der Europäischen Union könnte nach eigenen Abschätzungen - unter einfacher Berücksichtigung von Restriktionen durch die Bevölkerungsdichte - insgesamt mit ca. 150 GW installierbarer Leistung ca. 400 TWh Windstrom produzieren. In den sehr windgünstigen Ländern Irland und Großbritannien könnte noch deutlich mehr Windstrom erzeugt werden als hierbei angenommen. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde ihr Anteil auf 25% der insgesamt in der EU und Norwegen installierten Windkraftanlagenleistung beschränkt. Die Stromproduktion aus Windkraft entspräche unter diesen Voraussetzungen ca. 32% des gemeinsamen Stromverbrauchs Irlands und Großbritanniens. In anderen Ländern liegt sie dagegen teilweise weit unter 10% des Eigenverbrauchs. So ließe sich eine mittlere Anlagenauslastung von etwa 2700 VLh erreichen, wohingegen eine relativ gleich verteilte Anordnung der Standorte innerhalb der EU nur auf ca. 2000 VLh kommt [Gie 00]. Bei voller Ausschöpfung des zuvor ge-



nannten Potentials in Großbritannien und Irland wäre allerdings teilweise deutlich mehr Leistung verfügbar als momentan von beiden Ländern benötigt würde. Damit diese nicht ungenutzt bleiben, sollte mit wachsender installierter Windleistung das Übertragungsnetz zu den Nachbarländern ausgebaut werden.

Die Potentiale der Windenergienutzung sind für die EU an Land nicht etwa durch die technischen und meteorologischen Randbedingungen, sondern vielmehr durch die hohe Besiedlungsdichte auf die oben angegebenen Werte begrenzt. Bei uneingeschränkter Nutzbarkeit der Landflächen könnte auch innerhalb der Grenzen der EU ein Vielfaches ihres Strombedarfs aus Windenergie erzeugt werden (vgl. Abb. 1). In großen windreichen Regionen in der Umgebung Europas kommt dieser Problematik eine nachrangige Bedeutung zu. So liegen die Bevölkerungsdichten in entfernten windgünstigen Regionen in Nordrußland mit Westsibirien, Nordwestafrika oder Kasachstan im Bereich von 0-2 Einwohnern/km² und damit beispielsweise mehr als zwei Größenordnungen tiefer als in Deutschland mit seinen 230 Einwohnern/km² (s. z.B. [Enc 97]). Zudem handelt es sich bei ihnen um Steppen, Wüsten, Halbwüsten oder Tundragebiete, die praktisch keiner wirtschaftlichen Nutzung unterliegen, womit sich die Erzeugung von Windstrom als „Landwirtschaft auf Wüstenflächen“ geradezu anbietet. Die potentielle Stromerzeugung aus Windenergie ist in Abb. 1 dargestellt. Theoretisch könnten im eingezeichneten Rahmen um Europa und seine Nachbarschaft - wenn nur Flächen berücksichtigt werden, auf denen Anlagenauslastungen von mehr als 1500 Volllaststunden (VLh) zu erwarten sind - ohne Berücksichtigung weiterer Restriktionen, und bei einer zugrunde gelegten installierter Leistung von 4-8 MW/km² 120.000-240.000 TWh Windstrom erzeugt werden. Dies entspricht maximal etwa dem 100fachen des EU-Strombedarfs. Würden nur die Standorte mit den höchsten zu erwartenden Erträgen genutzt, so wären bei einer Leistungsdichte von 8 MW/km² lediglich etwa 4,3‰ der Landfläche nötig um den Stromverbrauch des gesamten eingezeichneten Gebiets zu decken. Etwa 2,5‰ der Landflächen wären nötig um den um den Stromverbrauch der EU zu decken. Von der für die WKA benötigten Fläche sind weniger als 2% tatsächlich bebaut (Der Wert von 2% gilt etwa für Windparks die aus einzelnen Anlagen mit 600kW Nennleistung zusammengestellt sind. Bei größeren Einzelanlage sinkt der leistungsspezifische Flächenbedarf.), so daß der Flächenverbrauch für die Erzeugung des Äquivalents des EU-Stromverbrauchs unter 0,05‰ der gesamten Landfläche liegt.

Die drei schon zuvor genannten Regionen Nordrußland mit Nordwestsibirien, Nordwestafrika und Kasachstan bieten jede für sich ein Vielfaches des Potentials, das für eine Stromerzeugung von der Größe des EU-Stromverbrauchs nötig wäre.

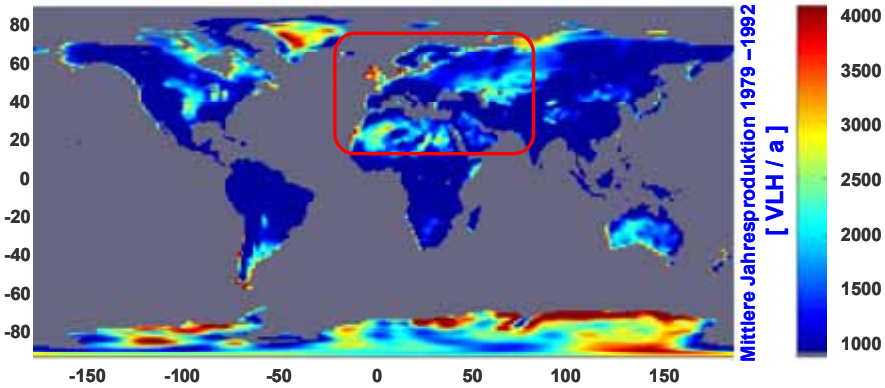


Abb. 1 Potentielle mittlere Stromerzeugung aus Windenergie für die Jahre 1983–1992; met. Daten: EZMW und NCEP. Im roten Rechteck liegt das theoretische Potential der Windstromerzeugung, bei Nutzung von Landflächen mit über 1500 VLh Jahreserzeugung zwischen ca. 120.000 – 240.000 TWh (Aufstellung der WKA 4 – 8 MW/km2).

Daher werden für die folgende Betrachtung innerhalb dieser Regionen nur die Gebiete ausgewählt, die besonders hohe Erträge erwarten lassen. In Tab. 1 ist die Größe der hierzu ausgewählten Flächen, zu erwartende Anlagenauslastung bei großräumiger Windenergienutzung, installierbare WKA-Leistung bei vorsichtig angesetzten 2,4 MW/km2 sowie zu erwartender Jahresertrag angegeben.

Land	Anlagenauslastung			Gesamtfläche [km ²]	Pot. WKA- Leistung [GW]	Pot. Jahreser- zeugung [TWh]
	[VLh/a]					
	Min	Ø	Max			
Nordrußland mit Nordwestsibirien	3000	3100	3400	140.000	350	1100
Nordwestafrika						
Südmorokko	3200	3400	3700	50.000	120	400
Mauretanien	2650	3000	3250	44.000	105	320
Kasachstan	2500	2600	2800	90.000	210	550

Tab. 1 Zu erwartende Anlagenauslastung bei großräumiger Windenergienutzung in entfernten windreichen Regionen, Gesamtfläche der ausgewählten Regionen, angenommene installierbare WKA-Leistung 2,4 MW/km2 sowie zu erwartender Jahresertrag. Die Auslastung variiert in den Teilgebieten innerhalb der Regionen, was durch die Angabe von Min, Ø und Max erfasst ist (Ausdehnung der Teilgebiete jeweils 1,125° in NS- sowie OW-Richtung).



Aufgrund der verwendeten Daten haben die Abschätzungen einen eher konservativen Charakter. So ist beispielsweise für Südmarokko nach Messungen davon auszugehen, daß in direkter Küstennähe an günstigen Standorten Anlagenauslastungen von deutlich mehr als 4500 VLh erreicht werden können [ER 99]. Auch in Kasachstan liegen Messungen und weitere Untersuchungen vor, die Ertragserwartungen teils deutlich über 4000 VLh nahelegen [BMW 87] [Nik 99]. Bei einer zukünftigen Erschließung der Potentiale würde anfangs sicherlich auf diese Standorte zurückgegriffen werden. Wahrscheinlich ließen sich auch bei dieser Standortqualität einige GW WKA errichten.

3.2 Potentiale der Photovoltaik

Das Potential der photovoltaischen Stromerzeugung liegt für Deutschland nach [Qua 00] bei etwa 190 GW (150 TWh), wovon etwa 120 GW (95 TWh) auf Dachflächen entfielen. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung von 770 VLh oder 780 VLh auf Dachflächen. Nach eigenen Berechnungen sind bei Nutzung guter Module auf unverschatteten annähernd ideal geneigten Dachflächen in Deutschland etwa 950 VLh zu erwarten. Die Unterschiede zu den Angaben in [Qua 00] beruhen im wesentlichen auf der Berücksichtigung von Verschattung und ungünstigen Neigungswinkeln. In Abb. 2 ist die potentielle jährliche Stromproduktion aus PV dargestellt. In Tabelle 2 sind Potentiale und Anlagenauslastungen für einige Länder aufgeführt.

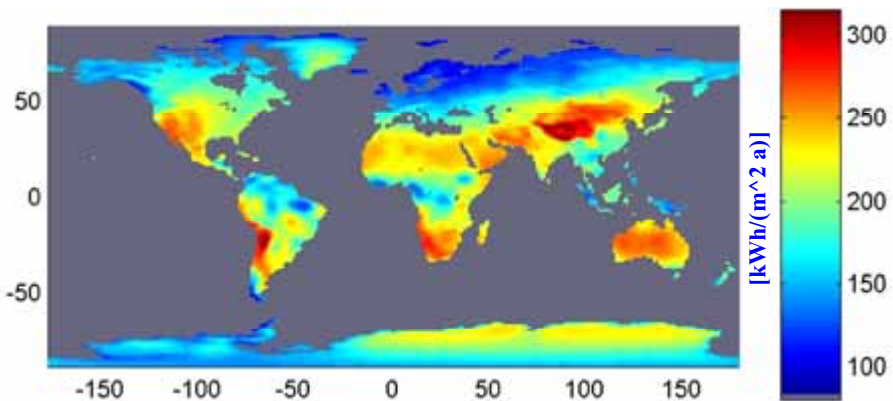


Abb. 2 Potentielle mittlere Stromproduktion aus Photovoltaik für die Jahre 1983-1992, $\eta_{\text{Modul}} = 14\%$, $\eta_{\text{System}} = 11,5\%$, Ausrichtung OW, Neigungswinkel = Breitengrad; met. Daten: EZMW und NCEP.



	Potential auf Dachflächen		Auslastung	
	L [GW]	SE [TWh]	A_{\emptyset} [VLh]	A_{opt} [VLh]
Deutschland	120	95	780	950
Portugal	10	14	1100	1350
Finnland	5	4	660	800
Algerien &Marokko	81	96	1200	1450
Mauretanien & Senegal	32	42	1300	1700
EU gesamt	550	470	850	1050

Tab. 2 Potentielle Leistung (L) und Stromerzeugung (SE) aus PV \square Modul = 14%) auf Dachflächen sowie vereinfachte Annahmen der zu erwartenden durchschnittlichen Anlagenauslastung (A_{\emptyset}) bei Berücksichtigung von Verlusten durch Verschattung und ungünstigere Dachneigungswinkel bzw. bei optimalen Bedingungen (A_{opt}). Es wurde vorausgesetzt, daß pro Einwohner in allen Ländern etwa dieselbe Dachfläche zur Verfügung steht wie in Deutschland.

3.3 Potentiale der solarthermischen Stromerzeugung

Als zweite Form der solaren Stromerzeugung bietet sich die Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken an. Die Wüstenflächen Nordafrikas bieten bei Nutzung dieser Technik ein Potential, das ca. 500 mal die Erzeugung des Stromverbrauchs der EU-Mitgliedsstaaten erlaubt. Dieses große Solarenergiepotential in Nordafrika kann aber nur dann zu größeren Teilen erschlossen werden, wenn Solarstrom aus der Region exportiert werden kann, denn der Eigenbedarf ist bisher sehr gering. Die Auslastung der Kraftwerke ist bei den Parabolrinnenkraftwerken stark von der Auslegung abhängig. Daher kann sie nur unter Nennung der Auslegungsparameter angegeben werden. Die Nutzung von Wärmespeichern spielt dabei eine wichtige Rolle. Die Standortgüte kann unabhängig von den Auslegungsparametern an der Wärmeproduktion aus dem Spiegelgeld des Kraftwerks ersehen werden, die in Abb. 3 dargestellt ist.

Die Wärme kann im Kraftwerksteil mit einem Wirkungsgrad von etwa 35% zur Stromerzeugung genutzt werden. Falls Wärmespeicher vorgesehen sind, wird das Spiegelrinnenfeld größer gewählt, um die Speicher tagsüber zu beschicken. Die Stromerzeugung kann dann auch nachts und z.B. für den gezielten Lastfolgebetrieb aus Solarenergie erfolgen, was sonst nur durch Verbrennung fossiler Energieträger im Kraftwerksteil der Parabolrinnenkraftwerke möglich wäre. Das bedeutet, daß die Speicher-



nutzung die Vorteile dieses Gewinns an Flexibilität mit gleichzeitig verringerten Stromgestehungskosten aufgrund der verbesserten Auslastung des Kraftwerkteils verbindet.

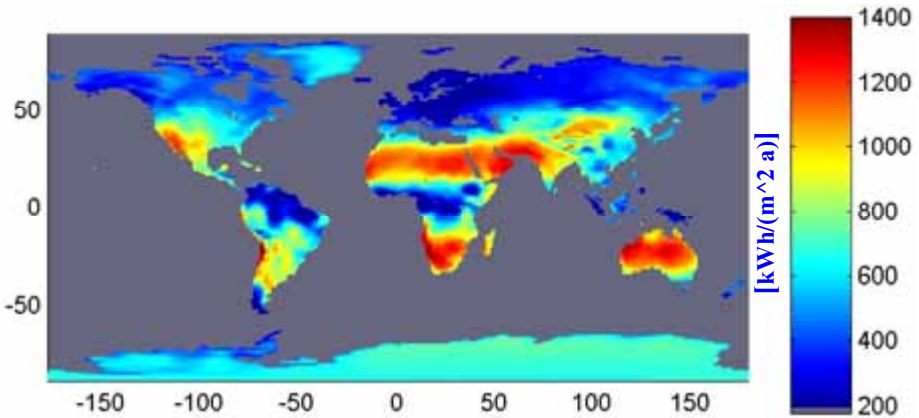


Abb. 3 Potentielle mittlere Wärmeproduktion aus Spiegelfeldern von Parabolrinnenkraftwerken für die Jahre 1983-1992; met. Daten: EZMW und NCEP.

Für eine Abschätzung der möglichen Stromerzeugung an einigen Standorten wird hier angenommen, daß die Speicher der Solarkraftwerke mit einer Speicherkapazität für 14 VLh Kraftwerksbetrieb sehr groß dimensioniert sind, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muß. Ein solches Parabolrinnenkraftwerk könnte in Südmarokko (Westsahara) knapp 5600 VLh solarer Stromerzeugung erreichen. Weiter südlich in Mauretaniien wären gut 5800 VLh möglich und an einem guten Standort auf der Iberischen Halbinsel sind etwa 3000 VLh zu erwarten.

4 Ausgleichseffekte

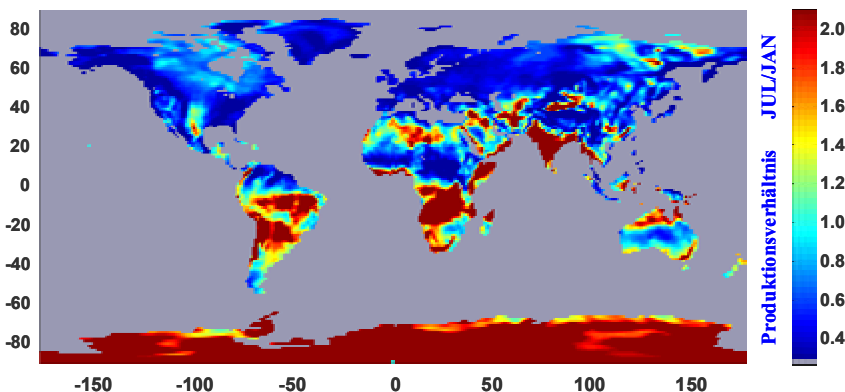
Bei großen Anteilen fluktuierender regenerativer Stromerzeugung kommt dem gezielt regelbaren Teil des Kraftwerksparks zunehmend die Aufgabe der Deckung von Engpässen zu. Hierfür sind vor allem die schnell regelbaren Kraftwerksarten vonnöten. Dazu zählen auch Speicherwasserkraftwerke. Deren installierte Leistung beträgt in Deutschland nur etwa 1,4 GW bei einem Speichervermögen von 0,3 TWh, womit sie keinen nennenswerten Beitrag leisten können. In einem leistungsstarken europäischen Verbundsystem könnten die bestehenden Kraftwerke dieses Typs aber eine sehr wichtige Rolle spielen. Im skandinavischen Verbund NORDEL beträgt die installierte Leistung heute ca. 46 GW bei einem Speichervermögen von ca. 120 TWh (s. a. [Nor 97a] und [Nor 97b]). Im Verbund der UCTE, dem auch Deutschland angehört, liegen die entsprechenden Werte bei 49 GW und 57 TWh [UCTE 98] [UCTE 00]. Insgesamt ent-

spricht die Speicherkapazität im NORDEL- und UCTE-Verbund also mehr als einem Monat des Durchschnittsverbrauchs der EU einschließlich Norwegens. Beim Einsatz dieser Kraftwerke für das Engpaßmanagement würde sich deren Fahrweise ändern. Wahrscheinlich würde es sich auch lohnen, durch Ausbaumaßnahmen die an den Standorten der Speicherkraftwerke installierte Leistung zu erhöhen und somit das Verhältnis der Leistung zum Speichervermögen zu vergrößern. Wenn die momentane Produktionsmöglichkeit der dargebotsabhängigen Kraftwerke den gleichzeitigen Bedarf überschreitet und gleichzeitig die Kapazitäten der verfügbaren Speicher ausgeschöpft sind, muß auf einen Teil der regenerativen Stromerzeugung verzichtet werden.

Je besser der Verlauf der regenerativen Stromerzeugung mit dem des Strombedarfs übereinstimmt, desto kleiner wird der Bedarf an Speicherleistung und Speicherenergie (s. a. [CDHK 99]). Eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung kann durch eine Vergrößerung des genutzten Einzugsgebietes erreicht werden (s. a. [CE 01]). Generell wächst die Ausdehnung des für die Vergleichmäßigung benötigten Gebietes mit der Länge der Zeitspanne, für die die Schwankungen nivelliert werden sollen. Für einen saisonalen Ausgleich sind Distanzen von mehreren tausend Kilometern zu überbrücken. Die erzielbaren Vergleichmäßigungseffekte fallen dabei - abhängig von der jeweils genutzten Art der regenerativen Energieform und der eingesetzten Technik - unterschiedlich stark aus.

4.1 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Windenergie

Die windgünstigen Gebiete der EU-Mitgliedsstaaten sind von Winterwinden geprägt. Daher fällt, wie aus Abb. 4 ersichtlich der größte Teil der Windstromproduktion in diese



Zeit.

Abb. 4 Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie, Quotient aus Monatsmittelwerten der Juli- und Januarzeugung 1979-1992; met. Daten: EZMW.



Die mögliche Produktion - Graph E - Abb. 5 schwankt über die Monate deutlich stärker als der Strombedarf - Graph G. Die Passatwindregionen in Nordafrika (Südmorokko und Mauretanien, Graph c und d) zeichnen sich bei ähnlich großer Schwankung über die Jahreszeiten durch deutliche Sommerwindmaxima aus. Bei gezielter Auswahl verschiedener Gebiete läßt sich der Monatsverlauf der Stromerzeugung weitgehend dem des Bedarfs anpassen. Dies verdeutlicht Graph F, bei dem angenommen wurde, daß ein Drittel der Nennleistung der Windkraftanlagen an den ausgewählten Standorten innerhalb der EU, der Rest zu gleichen Teilen in den anderen Regionen installiert ist. So lassen sich durch die Ausweitung des Einzugsgebietes die Potentiale deutlich vergrößern und gleichzeitig sehr wünschenswerte Ausgleichseffekte erzielen. Die Schwankungen der Windstromeinspeisung nehmen beim Übergang von der gleichzeitigen Nutzung der europäischen Standorte zur Europa überschreitenden Erzeugungsoption deutlich ab, wodurch sich bei hohen Anteilen der Windstromerzeugung die Häufigkeit von Leistungsüberschüssen deutlich verringern würde.

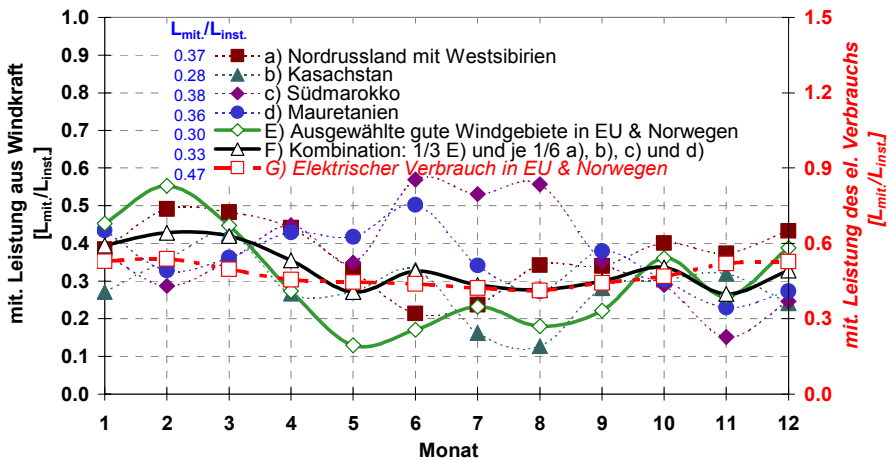


Abb. 5 Relative Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und elektrischer Verbrauch von EU und Norwegen

4.2 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Photovoltaik

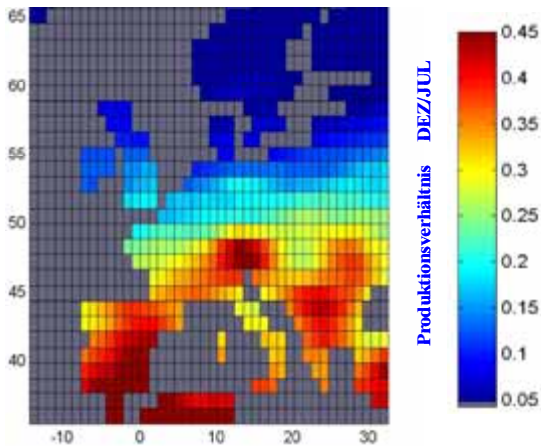


Abb. 6 Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Photovoltaik, Quotient aus Monatsmittelwerten der Dezember- und Julierzeugung 1983-1992; met. Daten: EZMW und NCEP

Die potentielle Stromerzeugung aus PV weist im Jahresgang deutliche Winterminima auf. Dezember ist in Europa der ungünstigste Monat. Die monatliche Produktion ist in Abb. 6 für Juli und Dezember gegenübergestellt. Naturgemäß sind die Unterschiede in Skandinavien am deutlichsten ausgeprägt. Hier können im Dezember gerade 3% der Produktion des besten Monats erreicht werden. Auf der iberischen Halbinsel sind es immerhin 40%, für die gesamte EU etwa 23%. Damit sind die Monatsverläufe der Produktion dem Verlauf des Verbrauchs entgegengerichtet.

4.3 Zeitverlauf der möglichen Stromproduktion von Parabolrinnenkraftwerken

Wegen der parallelen Anordnung der Spiegelrinnen kommt es bei flachem Sonnenstand - abhängig vom Reihenabstand - zu mehr oder weniger starker Selbstverschattung. Dadurch und durch den flachen Einfallswinkel im Winter wird der Jahresverlauf der potentiellen Stromerzeugung über die Schwankungen des absoluten Strahlungsangebots hinaus beeinflusst. Mit zunehmender Äquatornähe nimmt dieser Effekt zwar ab, ist aber, wie aus Abb. 7 ersichtlich, selbst für die ausgewählten Standorte in Mauretanien noch deutlich zu erkennen. Damit ist die Solarthermie alleine nicht gut geeignet, dem Verlauf des europäischen Stromverbrauchs zu folgen. Eine Kombination mit der europäischen Windstromerzeugung kann man sich dagegen unschwer als vorteilhaft vorstellen.

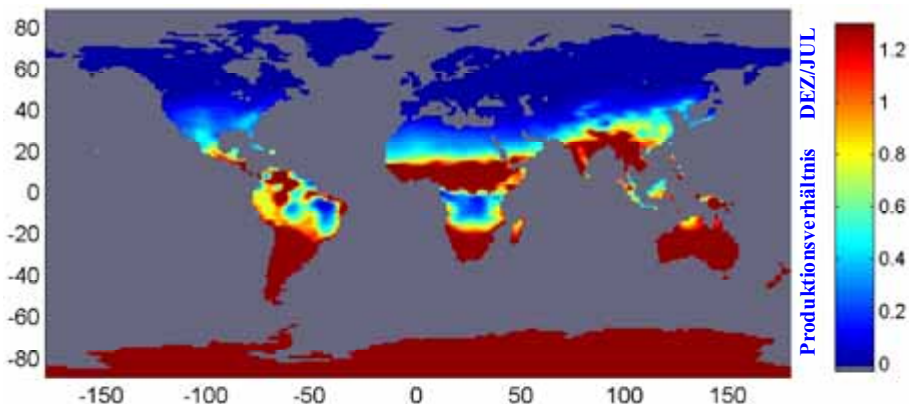


Abb. 7 Saisonaler Vergleich der mittleren Wärmeproduktion aus Spiegelfeldern von Parabolrinnenkraftwerken, Quotient aus Monatsmittelwerten der Dezember- und Julierzeugung 1983-1992; met. Daten: EZMW und NCEP.

5 Kosten von Stromproduktion und -transport

Im Folgenden werden für die zuvor genannten Regionen innerhalb und im großräumigen Umfeld der EU die zu erwartenden Produktionskosten vor Ort angegeben. Für einige entferntere Regionen werden zudem die zu erwartenden Transportkosten zum willkürlich gewählten Einspeisepunkt Kassel mit berücksichtigt. Die Kosten ergeben sich aus den Investitionskosten aller Komponenten mit einem kalkulatorischen Realzinssatz von 5%/a, den Aufwendungen für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen sowie weiteren Aufwendungen wie Versicherungs- und Betriebskosten.

5.1 Stromkosten bei Nutzung von Windenergie

Bei Windkraftanlagen wird mit Gesamtinvestitionskosten von 1000 € pro Kilowatt Anlagennennleistung gerechnet. Die Kostenerwartungen für Offshore-Windparks liegen heute bei ca. 1850 €/kW, wobei in der Nordsee Auslastungen von etwa 3500 VLh zu erwarten sind (vgl. [Pla. 00], [SEAS 97] und [CHK 98]). Die Lebensdauer von WKA wird mit 20 Jahren und die jährlichen Betriebskosten mit 2% der Investitionskosten angesetzt.

Bei voller Ausschöpfung des o.g. Windpotentials auf Landflächen in Deutschland ergibt sich im Mittel eine Ausnutzung von 1600 VLh und damit Stromgestehungskosten von 6,3 €/kWh. Die Kosten für Strom aus Offshore-Windparks in der Nordsee können überschlägig mit 5 €/kWh angenommen werden. Bei relativ gleichverteilter Nutzung

der Windkraft ist in den EU-Ländern durchschnittlich mit ca. 5 €/kWh zu rechnen. Bei der vorgeschlagenen verstärkten Nutzung besonders guter Standorte könnten etwa 3,7 €/kWh erreicht werden. In Tab. 3 sind für Nordrußland mit Westsibirien, Südmarokko, Mauretanien und Kasachstan die errechneten Stromgestehungskosten vor Ort sowie Transportentfernungen, -kosten und -verluste angegeben. Bei Nutzung von Standorten, wie sie in Südmarokko vermessen wurden [ER 99], ergeben sich vor Ort etwa 2,2 €/kWh. Die Transportverluste werden infolge der besseren Leitungsauslastung zwar etwas höher ausfallen, dennoch sind Stromkosten unter 3,5 €/kWh zu erwarten und wenn dieser Strom anfangs nur bis nach Spanien transportiert würde wäre mit Stromkosten unter 3 €/kWh zu rechnen. Wenn sich die oben erwähnten guten Ertragserwartungen bestätigen lassen, könnten auch bei Windstromimport aus Kasachstan Stromkosten unterhalb von 4 €/kWh realisiert werden.

	Wind				Solarthermie						PV				
	SK	SKK	V	EK	mSp.		oSp.		mSp. ½ FK		SK	SKK	V	EK	
Einheit	[€/kWh]		[%]	[km]	[€/kWh]						[km]	[€/kWh]	[%]	[km]	
Algerien & Marokko												42	49	8,6	3100
Iberische Halbinsel					13,9		14,2		9,3		3000				
Kasachstan	3,9	5,6	10	4300											
Mauretanien	3,3	5,0	10,5	4900	7,2	9,4	9,1	11,2	4,8	6,5	5300	37	46	14	5600
N-Russland & W-Sibirien	3,2	4,6	10,5	4200											
Südmarokko	2,9	4,4	10,5	4400	7,5	9,4	9,3	11,1	5,0	6,5	4400				

Tab. 3 Zu erwartende mittlere Stromkosten (SK) vor Ort und am willkürlich gewählten Einspeiseort Kassel (SKK) für Stromerzeugung aus: a) Windkraft an Landstandorten, b) solarthermische Stromproduktion mit Wärmespeichern für 14 VLh (mSp.), c) wie b), aber mit der Hälfte der heutigen Kosten für das Solarfeld (mSp. ½ FK), d) wie b), aber ohne Speicher (oSp.) und e) PV. Die Transportverluste (V) berücksichtigen den zeitlichen Verlauf der Netzbelastung und die Übertragungsentfernung nach Kassel (EK) mit Umrichterverlusten.

5.2 Stromkosten bei Nutzung der Photovoltaik

Bei photovoltaischer Stromerzeugung wird mit Gesamtinvestitionskosten von 5.500 €/kW Anlagennennleistung gerechnet. Diese liegen im untersten Bereich der heute zu erreichenden Anlagenkosten (vgl. [Cre 00] [SFV 02]). Die Betriebskosten werden mit jährlich 1,5% der Anfangsinvestition und die Lebensdauer mit 20 Jahren angenommen. Die mittleren Stromgestehungskosten liegen in Deutschland im Mittel bei 68 €/kWh und für die EU-Länder bei 61 €/kWh. Bei günstiger Ausrichtung der Module kann an unverschatteten Standorten mit etwa 18% niedrigeren Stromkosten gerechnet werden.



Exemplarisch ist für ein sonnenreiches Erzeugungsgebiet (Marokko und Algerien) auch Stromtransport mit berücksichtigt (s. Tab. 3). Der größere Teil der Transportkosten von insgesamt 6,5 €/kWh entfällt dabei mit gut 4 €/kWh auf die Verluste, der Rest ist den Investitionskosten für das HGÜ-System zuzurechnen. Die photovoltaische Stromerzeugung ist deutlich teurer als die Windstromerzeugung. Der Kostenunterschied beträgt etwa eine Größenordnung. Auch der immerhin deutlich günstigere Import photovoltaisch erzeugter elektrischer Energie kann hier kein wesentlich günstigeres Verhältnis schaffen.

5.3 Stromkosten bei Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken

Die Kostenkalkulation gestaltet sich hier deutlich schwieriger als bei den bisher behandelten Techniken. Dies liegt vor allem an den vielseitigen Möglichkeiten der Gestaltung des Kraftwerks. Der Einsatz von Wärmespeichern verbessert die Auslastung des Kraftwerksteils, kann die Verluste durch ungenutzte überschüssige Wärme verringern und erhöht den erzielbaren Wirkungsgrad des Kraftwerks [EC 94]. Damit kann er bei richtiger Dimensionierung die Stromgestehungskosten verringern. Ab einer weltweit installierten Leistung von ca. 7 GW wird mit einer Halbierung der Kosten der Hauptkomponente Kollektor gerechnet [KMNT 98]. In Tab 3 sind beispielhafte Berechnungen wiedergegeben, die die Stromkosten vor Ort sowie nach Transport in Deutschland bei heutigen und reduzierten Kollektorkosten mit Nutzung von Speichern darstellen. Die Speicher sind dabei sehr groß dimensioniert, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muß. Das ist mit Sicherheit nicht das betriebswirtschaftliche Optimum, wodurch die Kostenangaben einen eher konservativen Charakter haben. Eine weitere Annahme, die als Maximalforderung zum Zwecke einer vorsichtigen Abschätzung verstanden werden sollte, ist, daß 70% der Stomerzeugung nach vorangegangener Wärmespeicherung erfolgt, wodurch die mittleren Speicherverluste insgesamt relativ hoch ausfallen. Für die Investitionskosten sehr großer Solarkraftwerke sind heute beim Solarfeld 185 € pro m² Spiegelfläche anzusetzen. (Schon heute sind Konzepte mit günstigeren Kollektorsystemen in Sicht, mit denen rund 30-40 % verringerte Stromgestehungskosten erreichbar scheinen und für die als nächster Schritt der Bau erster Pilotanlagen anvisiert wird [SM 01].) Bei einem Kraftwerk ohne Speicher werden ca. 6m² Spiegelfläche pro kW_{el} benötigt, bei einem Wärmespeicher für 14 VLh liegt dieser Wert bei etwa 15m²/kW_{el}. Der Speicher selber liegt, bezogen auf die aus dem Wärmehalt erzeugbare elektrische Energie, bei etwa 60 €/kW_{el}. Die Investition für den thermischen Kraftwerksteil ist mit 525 €/kW_{el} angesetzt.

Solarthermische Kraftwerke können nicht nur zur Stromerzeugung, sondern auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Dies bedeutet, daß ein Teil der eingesetzten Solarenergie beispielsweise zur Meerwasserentsalzung ausgekoppelt werden kann, um ein lebenswichtiges Produkt zu erzeugen. Dadurch erhöht sich regional der ökolo-

gische, gesellschaftliche und auch der wirtschaftliche Nutzen dieser Technologie. Durch den Erlös aus der Trinkwasserproduktion können die Stromgestehungskosten etwa um 1-2 €/ct/kWh fallen und damit schon heute die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreichen [KNT 01].

Da sich die nord- und mitteleuropäischen Gebiete weniger für die Stromerzeugung mit Parabolrinnenkraftwerken eignen, wurde zum Kostenvergleich ein Gebiet auf der iberischen Halbinsel im südlichen Portugal sowie jeweils eines in Südmarokko und Mauretanien gegenübergestellt. Für Leitungsauslastung wird angenommen, daß die einspeisenden Solarkraftwerke die Hälfte ihrer Stromproduktion bei gleichzeitiger Volllast erbringen. Die restlichen 50% der elektrischen Energie werden in zwei Teilströme im Leistungsverhältnis 2 zu 1 aufgeteilt, um die durchschnittliche Verlustleistung zu ermitteln. Die Ergebnisse sind in Tab. 3 zusammengefasst (eventuelle Kostenreduktion durch die Anrechnung von Einnahmen durch Trinkwasserproduktion nicht berücksichtigt). Die Kosten für Strom aus Parabolrinnenkraftwerken sind bei heutigen Komponentenkosten an guten Standorten ähnlich hoch wie die von Windstrom an Standorten mit ca. 1400 VLh. Wenn sich die erwartete Kostendegression des Solarfeldes um 50% erzielen läßt, müßte regelbarer Solarstrom aus nordafrikanischen Parabolrinnenkraftwerken mit Wärmespeichern selbst in Deutschland nicht teurer sein. Es ist zu erwarten, daß die ersten Parabolrinnenkraftwerke in Afrika zur Stromerzeugung für den eigenen Strombedarf erstellt werden. Abb. 8 zeigt eine Karte der Kosten für Solarstrom, der in die lokalen Netze eingespeist wird.

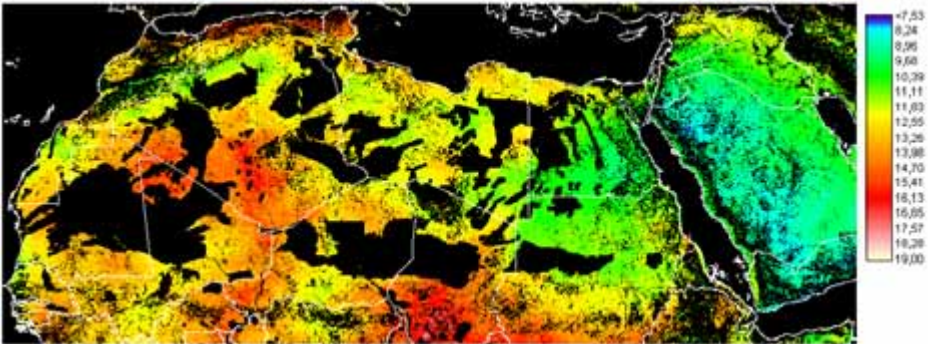


Abb. 8 Stromgestehungskosten (in Eurocent/kWh) solarthermischer Kraftwerke mit 200 MW Leistung in Nordafrika inkl. Infrastrukturkosten zur Anbindung an Netz, Strassen und Wasserversorgung (Pipeline), Kostenstand und Strahlungsdaten 1998, Ausschlussflächen schwarz; erstellt im STEPS Projekt [DLR 01].



6 Kostenoptimale Stromversorgung aus regenerativen Energien

Zur Zeit werden am ISET in Kassel Szenarien für eine zukünftige Stromerzeugung mit regenerativen Energien entwickelt. Dabei werden verschiedene Konzepte einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarschaft entworfen.



Abb. 9 Mögliches Stromversorgungsgebiet unterteilt in 19 Regionen mit schematischer Darstellung potentieller Trassen für den Stromtransport mit HGÜ zu den geographischen Bevölkerungsschwerpunkten der Regionen.

Der Ansatz ist, in einem großen Versorgungsgebiet (s. Abb. 9) – mit etwa 1,1 Mrd. Einwohnern und einem Stromverbrauch von 4000 TWh/a - Potentiale zu bestimmen, die für eine zukünftige Stromversorgung genutzt werden können. Die Frage, in welchem Maße und wie diese genutzt werden sollten, wird durch eine mathematische Optimierung unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der Produktion dargebotsabhängiger Erzeugungssysteme und des Strombedarfs ermittelt. Beide liegen in Zeitreihen (3 h Schrittweite) für insgesamt 19 Re-

gionen vor, in die das Versorgungsgebiet untergliedert wurde. Die Optimierung sorgt für die Lastdeckung und entscheidet über den Zubau und Betrieb aller Komponenten einschließlich eines den heutigen Netzen überlagerten HGÜ Netzes. Optimierungskriterium ist dabei die Minimierung der summarischen Stromkosten bei Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze, also die Minimierung der Kosten, die direkt mit denen eines Kraftwerks verglichen werden können, das ins Hochspannungsnetz einspeist. Dabei ist allerdings gleichzeitig die wirtschaftliche Optimierung des Einsatzes aller Kraftwerke im Kraftwerkspark für Zeiträume größer/gleich drei Stunden inbegriffen.

6.1 Grundszenario

Erste vielversprechende Ergebnisse lassen für das Grundszenario - ein Szenario einer Stromversorgung ausschließlich aus erneuerbaren Energien mit heutigen Kosten für alle Komponenten - Stromgestehungskosten unter 4,7 €/kWh und damit sehr nahe am heute Üblichen erwarten (Auch Strom aus neuen GuD-Kraftwerken liegt bei heutigen Gaspreisen bei ca. 3,5 - 4 €/kWh.). Dabei stammen fast 70% der Stromproduktion aus Windkraft. Biomasse und schon heute bestehende Wasserkraft übernehmen den größten Teil der Backup-Aufgaben innerhalb des mit großen HGÜ-Leistungen



verknüpften Stromversorgungsgebietes. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist dabei mit $6,6 \text{ €ct/kWh}_{el}$ nach Abzug von Erlösen für Wärmeverkauf deutlich teurer als die durchschnittlichen Stromkosten, trägt aber durch die Backup-Eignung wesentlich zur Kostenoptimierung im Gesamtsystem bei.

6.2 Szenario ohne Stromtransport

Wenn - in einem restriktiv dezentralen Ansatz - der Stromtransport zwischen den Regionen ausgeschlossen wird, steigt die Überschussproduktion stark an und zusätzliche Backup-Leistung sowie Backup-Energie aus anderen Quellen muß heran gezogen werden. In einem Szenario in dem dazu Brennstoffzellen - betrieben mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff - genutzt werden (ca. 20 €ct/kWh_{el}), ergibt sich eine Erhöhung der Stromkosten auf über 8 €ct/kWh_{el} , für Region 6 (Deutschland und Dänemark) würde dieser restriktiv „dezentrale“ Ansatz zu einer Erhöhung auf mehr als 10 €ct/kWh führen.

6.3 Szenarien mit reduzierten Kosten einzelner Komponenten

Auch die Auswirkung von Kostenentwicklungen einzelner Komponenten konnte in eigenen Szenarien untersucht werden. Durch eine deutliche Reduzierung der Kosten für PV, könnte auch sie einen ökonomisch sinnvollen Beitrag zur Stromversorgung leisten. Wenn alle anderen Kosten unverändert blieben, würde PV in diesen Szenarien ab ca. $1/8$ der heutigen Kosten für knapp 4% der Stromerzeugung genutzt, ausschließlich in den südlichsten Regionen - vorwiegend in Region 12, 16, 17 und 18. Bei $1/16$ der heutigen Kosten könnte PV schon etwa 22% zur Stromerzeugung beitragen und dabei die Stromkosten gegenüber dem Grundscenario um ca. 10% auf $4,3 \text{ €ct/kWh}$ reduzieren. Auch jetzt würde in den nördlichen Regionen 1, 2, 3, 6, 9 und 19 die Photovoltaik noch nicht genutzt, da sie nicht zu einer Verringerung der Stromkosten im gesamten Versorgungsgebiet führen würde. Wenn sich die Kosten für die Kollektorfelder von Parabolrinnenkraftwerken - wie schon für die nähere Zukunft erhofft - halbieren ließen, würden die solarthermischen Kraftwerke für ca. 13% der Stromerzeugung genutzt. Dadurch ließen sich die Stromkosten gegenüber dem Grundscenario um ca. 4% reduzieren. Bei einer Reduzierung der Kosten für die Kollektorfelder auf 40% und gleichzeitiger Reduzierung der Speicherkosten auf $2/3$ der heutigen Kosten läge ihr Beitrag bei annähernd 28% der Stromerzeugung und die Stromgestehungskosten würden um ca. 10% auf $4,3 \text{ €ct/kWh}$ sinken. Das zeigt, daß in Zukunft auch Solarthermie ein wirtschaftlich interessantes Potential erschließen könnte, was in Anbetracht der relativ kleinen benötigten Kostendegression nicht allzu schwer zu erreichen scheint.



6.4 Szenario mit Wasserkraftwerk bei Inga am Kongo

Auch der Vorschlag des Baus eines großen Wasserkraftwerks an einem besonders günstigen Standort am Kongo bei Inga in der Demokratischen Republik Kongo (s.a. [Kan 99]) konnte in einem Szenario untersucht werden. Es wurde bei der Optimierung mit der maximal zulässigen Leistung von 38 GW vorgesehen, womit es die Stromkosten um 6% senken könnte. Das geht auf seinen - wegen der extrem hohen Auslastungen von 6920 VLh und der niedrigen erwarteten leistungsspezifischen Investitionskosten an diesem extrem günstigen Standort – sehr preiswerten Strom und weitere günstige Auswirkungen im System zurück. Seine Anbindung an das restliche HGÜ-Transport-system erfolgt mit 26 GW zu 2/3 über Region 17, die übrigen 12 GW führen etwa zu gleichen Teilen über die Regionen 16 und 18 zu den Verbrauchszentren. Der Strom verdrängt gegenüber dem Grundscenario vornehmlich Windstromproduktion in einer Vielzahl von Regionen, wobei etwa 1/3 auf Region 16 entfällt die jetzt mit 195 TWh ca. 30% weniger produziert.

6.5 Stromtransport in den Szenarien

In allen Szenarien - außer dem relativ teuren restriktiv dezentralen - spielt der Stromtransport eine wichtige Rolle. Die benötigte Umrichterleistung für die HGÜ-Leitungen erreicht teilweise Werte über 750 GW (Das entspricht je nach Szenario grob der Hälfte der im Szenariogebiet installierten Kraftwerksleistung.). Die Leitungen werden genutzt um Ausgleichseffekte bei der Dargebotsabhängigen Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zu realisieren und um die Speicherwasserkraft sowie die dezentral genutzte Biomasse mit ihrer Speicherkapazität für großräumige Backup-Aufgaben zu erschließen. Im Grundscenario werden z.B. ca. 40% der Erzeugung großräumig transportiert.

6.6 Schlussfolgerung aus den Szenarien

Die technischen Voraussetzungen für eine Stromversorgung aus erneuerbaren Energien sind schon heute gegeben. Die Stromproduktion müßte selbst bei heutigen Kosten aller Komponenten nur um ca. 1/4 teurer sein als eine aus neuen GuD-Kraftwerken, der heute i.d.R. günstigsten Form der Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken. Bezogen auf das deutsche Bruttosozialprodukt wäre eine Mehrbelastung von weniger als 3% zu erwarten, was in Anbetracht der Klima- und Ressourcenproblematik eher unbedeutend erscheint. Durch die zu erwartenden Kostenreduktionen - insbesondere bei der Nutzung erneuerbarer Energien - ist eine regenerative Vollversorgung vorstellbar, die sogar wirtschaftlich günstiger ist als die heutige Stromversorgung. Die Weichenstellung dafür ist eine Aufgabe der Politik und deren Ausrichtung ist wesentlich für die zu erwartenden Stromversorgungskosten.



7 Quellen

- [ABB 01] ABB Power Transmission, HVDC Systems, ABB HVDC projects, Interne Publikation <http://www.abb.com> (Stichpunkt "HVDC Systems" dann Stichpunkt "ABB HVDC projects")
- [BMW 87] Baltes K., Müller M. J., Werle D., Handbuch ausgewählter Klimastationen der Erde, 4. Auflage, hrsg. v. Richter G., Forschungsstelle Bodenerosion der Universität Trier Merlesdorf, Trier 1987
- [BSH 02] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Anlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), Hamburg 2002
<http://www1.bsh.de/Meeresumweltschutz/Rechtsangelegenheiten/Awz.htm>
- [CDHK 99] Czisch G., Durstewitz M., Hoppe-Kilpper M., Kleinkauf W., Windenergie gestern, heute und morgen, Vortrag auf der Kongress „Husum Wind 1999“
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/husum_czisch.pdf
- [CE 01] Czisch G., Ernst B., High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example, Vortrag auf der Konferenz "Windpower 2001" der "American Wind Energy Association" (AWEA), Washington, DC, 2001
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- [CHK 98] Cockerill T. T., Harrison P., Kühn M., van Bussel G. J. W., Opti - OWECs Final Report, Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites, Delft 1998
- [Cre 00] Creutzburg M., Solarthermie und Photovoltaik im Kostenvergleich, in: Sonne Wind & Wärme, 1/2000, S. 12-15
- [Czi 99] Czisch G., Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika - Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung -. Vortrag auf der Frühjahrstagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Heidelberg 1999
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf
- [Czi 00] Czisch G., Seebodenprofile in ausgesuchten Regionen in und um Europa
www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/Windenergie/offshoreflaechenauswahl_2.pdf
- [DLR 01] Kronshage S., Mannstein H., Meyer R., Schillings C., Trieb F., STEPS - Evaluation system for Solar Thermal Power Stations, DLR, 2001, <http://www.dlr.de/steps>
- [DOE 02] World Total Net Electricity Consumption, 1991-2000, International Energy Annual, US Department of Energy, 2002 <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table62.html>
- [EC 94] European Commission, DG I, Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region, Final Report, Brussels 1994
- [Enc 97] Encarta Weltatlas 1997
- [ER 99] Enzili M., Rehfeld K., Auswertungen aus dem Wind Ressourcen & TERNIA Project in Marokko, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven 1999
- [ERA-15] ERA-15, ECMWF Re-Analysis (ERA) Project, EZMW, Reading, United Kingdom 1996, <http://www.ecmwf.int/research/era/>
- [EWEA 99] Windstärke 10, Studie von EWEA, fed, und Greenpeace, 1999
- [Gie 00] Giebel G., On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Dissertation, Universität Oldenburg, 2000
- [GMN 95] Garrad A. D., H. G. Matthies, C. Nath, T. E. Schellin, Scherweit M. u.a.; Study of Offshore Wind Energy in the EC, Joule I 1995, Nat"urliche Energie, Brekendorf, Hrsg.: Germanischer Lloyd / Garrad Hassan and Partners / Windtest KWK, Hamburg / Bristol / Kaiser--Wilhelm--Koog, 1995



- [Häu 99] Häusler M., Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [IEA 01] IEA Wind Energy Annual Report 2000, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA 2001
http://www.iea.org/impagr/imporg/ann_reps/wind00/wind.htm
- [IGW 01] Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Germanischer Lloyd, Windtest KWK, Offshore-Windenergienutzung in der AWZ – Potentiale, Netzintegration, Stromgestehungskosten –, Kassel 2001
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/Offshore-Windenergienutzung_in_der_AWZ.pdf
- [Kan 99] Kanningeier K.-W., Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie in: Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [KMNT 98] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/1998, S 392-397
- [KNT 01] Knies G., Nitsch J., Trieb F., Strom und Trinkwasser aus solarthermischen Kraftwerken, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., (2001), Heft 6, S. 386-389
- [NCEP 99] NCEP/NCAR CDAS/Reanalysis Project, 1999
<http://wesley.wvb.noaa.gov/reanalysis.html>
- [NDN 01] Niedersächsische Energie-Agentur, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung, Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen, Hannover 2001
<http://www.mu.niedersachsen.de/pdf/offshore.pdf>
- [Nik 99] Nikitina E., Persönliche Mitteilung von Untersuchungsergebnissen, Almaty Institute of Power Engineering and Telecommunication, 1999
- [Nor 97a] Nordel, Installed capacity on 31 Dec. 1996, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=157>
- [Nor 97b] Nordel, Water reservoirs 1996, Nordel, Oslo 1997, <http://www.nordel.org/stat97/47.htm>
- [Pla. 00] Plambeck, Antrag für Offshore-Windpark, Pressemitteilung WKN 691 030, Plambeck Neue Energien AG, http://www.plambeck.de/inhalte/Aktuelle_Informationen.htm#130600
- [Qua 00] Quaschnig V., Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
- [SEAS 97] Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern, SEAS, Haslev, Dänemark 1997
- [SFV 02] Solarenergie-Förderverein (SFV), Preisentwicklung bei PV-Anlagen, Aachen 2002
<http://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/auswertg.htm>
- [SM 01] Solarmundo N.V., Economic Assessment of Solarmundo Solar Thermal Power Plants, Internal Report, Liege 2001, <http://www.solarmundo.de>.
- [UCTE 98] Statistisches Jahrbuch UCPT 1998, hrsg. v. UCTE-Sekretariat, Wien, 1998
- [UCTE 00] Speicherkapazitäten der Wasserkraftwerke innerhalb der UCTE, Stand 1997, Persönliche Datenweitergabe der UCTE, 2000, <http://www.UCTE.ORG/>
- [WpM 02] Windpower Monthly, Windicator, Wind energy facts and figures from Windpower Monthly, Internetveröffentlichung, Knebel, Dänemark, 2002,
<http://windpower-monthly.com/windicat.htm>



HGÜ für das europäische Verbundnetz

Dr. Michael Häusler
ABB Utilities GmbH
Käfertalerstr. 250, 68167 Mannheim
Tel.: (0621) 386 2798, Fax (0621) 386 2736
E-mail : michael.haeusler@de.abb.com

1 Zusammenfassung

Bisher wurde die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in Europa nur für den Energieaustausch zwischen asynchronen Netzen und zur Energieübertragung über längere Seekabelstrecken eingesetzt. Aufgrund der Liberalisierung des Energiemarktes und der Förderung regenerativer Energie eröffnen sich zusätzliche Anwendungen für die HGÜ. Sie ist bei der Fernübertragung großer Leistungen wirtschaftlicher als Drehstrom und erlaubt die Netzintegration weit entfernter Offshore-Windparks.

2 Elektrischer Energietransport im europäischen Verbund

Der Netzverbund zwischen den Höchstspannungsnetzen der einzelnen Versorgungsunternehmen und Länder in Europa ermöglicht seit Ende der zwanziger Jahre des letzten Jahrhunderts den großräumigen Energieaustausch, eine gegenseitige Störungshilfe sowie eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Inzwischen erstreckt sich ein engmaschiges Höchstspannungsnetz über ganz Europa – unterteilt in vier asynchrone Teilsysteme: die Systeme der UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité) und der NORDEL im Norden Europas, das Verbundnetz Großbritanniens und die Vereinigten Energiesysteme (VES/IPS) der osteuropäischen Länder.

Die Energiewirtschaft in Europa befindet sich seit einigen Jahren im Umbruch. Maßgeblich für die Veränderungen sind einerseits die Liberalisierung des Energiehandels, andererseits die Maßnahmen zur Begrenzung der Umweltbelastung durch Treibhausgase und zur Verringerung der Abhängigkeit von der Einfuhr von Primärenergie. Dabei sind in der Zusammenarbeit im Verbundnetz neben der Beibehaltung einer hohen Verfügbarkeit der Energieversorgung die verbesserte Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten und der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen vorrangig [1].



3 Einsatz der Gleichstromübertragung in Europa bis heute

Die wirtschaftlichen Vorteile der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) gegenüber Drehstromübertragung (DHÜ) liegen vor allem in niedrigeren Freileitungskosten und niedrigeren Leistungsverlusten. Gleiche Investitionskosten für die Übertragung mit Gleichstrom und Drehstrom über Freileitungen treten abhängig vom Gelände und von den länderspezifischen Lohnkosten zwischen 600 und 800 km auf (Bild 1). Unter Berücksichtigung der niedrigeren Übertragungsverluste der HGÜ wird Kostengleichheit bei etwa 500 km erreicht. Für den Energietransport über große Entfernungen wird daher schon seit Jahrzehnten die HGÜ weltweit eingesetzt, teilweise im Verbund mit Drehstromübertragungen. Dabei ist sie dank ihrer guten Regelbarkeit fähig, die Stabilität paralleler, hochbelasteter Drehstromfreileitungen zu verbessern und damit deren Ausnutzbarkeit deutlich zu erhöhen.

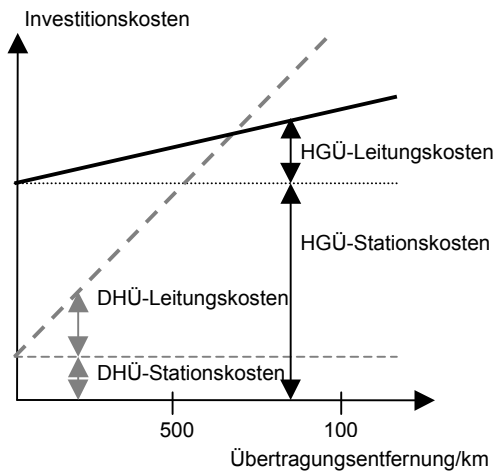


Abb. 1 Kostenvergleich HGÜ /DHÜ

In Europa konnten Kraftwerke meistens verbrauchernah errichtet werden. Die Netzbetreiber erreichten damit, dass die mittlere Übertragungsentfernung im 400 kV- Netz in Deutschland bis auf etwa 100 km gesenkt werden konnte [2]. Bei so niedrigen mittleren Übertragungs-Entfernungen war die HGÜ im europäischen Verbundnetz nicht wettbewerbsfähig [3]. Sie wurde nur dort eingesetzt, wo DHÜ technisch nicht möglich war, nämlich für den Energieaustausch zwischen asynchronen Verbundnetzen und für die Energieübertragung über längere Seekabelstrecken.



4 Künftige Bedeutung der Gleichstromübertragung im Verbundnetz

Drei Einflüsse sprechen für einen künftig verstärkten Einsatz von Gleichstromübertragungen im europäischen Verbundnetz:

- der Trend zu größeren Übertragungsentfernungen wegen des z.T. grenzüberschreitenden Wettbewerbes der Erzeuger
- der Trend zu mehr Kabeln statt Freileitungen
- die Notwendigkeit des Transports regenerativer Energie von weit entfernten Erzeugerstandorten zu den Verbraucherzentren
- die in großem Maßstab vorgesehene Netzeinbindung von Offshore-Windenergie über Seekabel

Die Aufgabe, im deutschen Netz große Energien über viele hundert km von Einspeisepunkten an der Küste zu den Verbraucherzentren im Süden zu transportieren, stellt sich bereits in wenigen Jahren. Bis 2030 rechnet man für Deutschland mit einem Potenzial an Offshore-Windleistung von 20.000 bis 25.000 Megawatt. Es zeichnet sich ab, dass in den kommenden Jahren der Windenergieausbau an Land und im Meer im Wettbewerb um die freien Übertragungskapazitäten des Verbundnetzes an Land steht. Die Grenzen der Netzkapazitäten sind in manchen Regionen bereits heute erreicht. Die Europäische Kommission hat 2001 in einer Bestandsaufnahme der Engpässe im europäischen Verbundnetz festgestellt, dass internationale Stromdurchleitungen durch die hohe Einspeisung von Windstrom stark begrenzt werden, beispielsweise im deutsch-dänischen Grenzgebiet.

4.1 Klassische HGÜ für die Fernübertragung

Zur Verstärkung der überregionalen Netze in Europa bietet sich wegen der erforderlichen Entfernungen die klassische HGÜ an. Sie hat neben geringeren Kosten gegenüber Drehstromleitungen noch den Vorteil eines um mehr als die Hälfte geringeren Trassenbedarfes. Für die Ausbauplanung sind einige Randbedingungen zu berücksichtigen, wie im folgenden dargestellt.

Bestehende HGÜ-Übertragungssysteme sind überwiegend Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Die Übertragungen arbeiten sehr zuverlässig. Im Mittel erreichte beispielsweise die fehlerverursachte Nichtverfügbarkeit von 29 Anlagen weltweit während des Zeitraumes 1983 bis 1998 einen Wert von weniger als 119 h pro Jahr [4]. In den wenigen Fällen von Mehrpunkt-HGÜ-Systemen (beispielsweise Pacific Intertie in den USA oder Quebec-New England zwischen Kanada und den USA) wurde die Funktion der Beherrschung von Fehlern im Gleichstromnetz durch die Stromrichter übernommen. Die zu-



sätzlichen Vorteile von Gleichstromleistungsschaltern standen in keinem Verhältnis zu deren Kosten.

HGÜ-Landverbindungen sind ausschließlich bipolar ausgeführt, um die Beeinflussung unterirdischer metallischer Konstruktionen (z.B. Gaspipelines) infolge der Rückleitung des Gleichstromes über Erde zu vermeiden. Sie haben heute typischerweise eine Übertragungskapazität zwischen 1200 und 2000 MW je Bipol und werden mit Übertragungsspannungen bis ± 600 kV betrieben. Die Leistung moderner Seekabelverbindungen beträgt 600 MW je Pol bei typischen Übertragungsspannungen bis zu 500 kV. Beispiele hierfür sind die Kabelübertragungen Baltic Cable und Kontek in der Ostsee.

Voraussetzung für den Betrieb klassischer HGÜ-Stromrichter ist ihr Anschluss an starke spannungsstützende Netze. Ein Netzanschluss gilt als ausreichend spannungsstützend, wenn seine Kurzschlussleistung mindestens etwa das Dreifache der HGÜ-Nennleistung erreicht. Die maximale HGÜ-Leistung je Anschlussknoten darf andererseits einen Grenzwert (im UCTE-Netz etwa 3 GW) nicht überschreiten, weil sonst die Stabilität des Netzes im Falle eines Ausfalles der HGÜ gefährdet wäre. Bei größeren HGÜ-Leistungen sind also entsprechend viele, elektrisch voneinander unabhängige Anschlussknoten erforderlich.

4.2 Neue HGÜ-Technik zur Netzintegration großer Offshore-Windparks

Die Netzintegration von Offshore-Windparks muss über Kabelverbindungen erfolgen. Bei Drehstromkabeln hält die Blindleistung der Kabelkapazitäten die mögliche Übertragungslänge in engen Grenzen. Für Gleichstrom existiert diese Einschränkung nicht. Allerdings gibt es einige Anforderungen, welche sich mit der klassischen HGÜ nicht erfüllen lassen: Offshoreseitig sind die Stromrichterstationen wegen der hohen Plattformkosten so kompakt wie möglich auszulegen. Betrieb muss auch bei sehr kleiner Kurzschlussleistung des Offshore-Netzes möglich sein. Schwarzstart und das Auftreten von Netzfehlern erfordern vorübergehend elektrischen Inselbetrieb des Windparks. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, hat die Industrie den selbstgeführten Stromrichter (engl. Voltage Source Converter VSC, Bild 2) für die Energieübertragung weiterentwickelt. Er wurde beispielsweise von ABB als HVDC Light in den Markt eingeführt. Eine Gleichstromverbindung mit selbstgeführten Stromrichtern bietet verschiedene Vorteile:

- unabhängige Regelung der Wirkleistungsübertragung und der Blindleistungen auf beiden Seiten für beide Netze
- Inselbetrieb ohne jede Kurzschlussleistung des angeschlossenen Offshore-Windparknetzes, etwa bei Flaute, möglich
- Regelung der Frequenz des Windparknetzes

- Entkopplung der Vorgänge bei Fehlern im Netz (onshore) oder im Windpark (offshore)
- Bei Bedarf Umkehrung der Energierichtung.

Damit ist die Eigenbedarfsversorgung der einzelnen Windenergieanlagen (WEA) auch bei Flaute und Schwarzstart über die Netzanbindung ohne große zusätzliche Aufwendungen möglich. Die Auswirkungen von Kurzunterbrechungen im übergeordneten Netz lassen sich besser beherrschen als mit direktem Drehstrom-Netzanschluss. Statt direkter Abschaltung von Windparks ist eine schonendere Absteuerung der Windparks möglich.

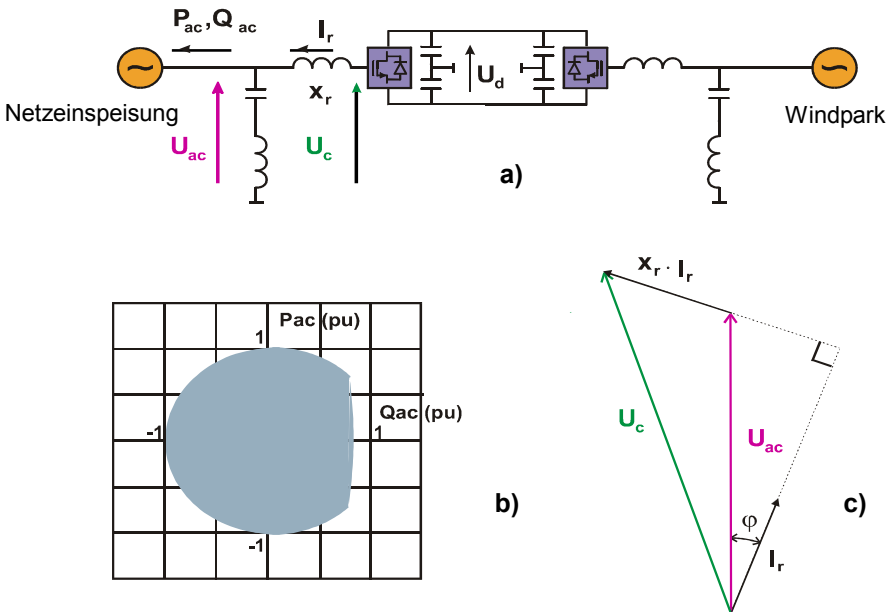


Abb. 2 Gleichstromübertragung mit selbstgeführten Stromrichtern (VSC)

- a) Vereinfachte Anordnung der Zweipunktübertragung mit Gleichspannung U_d
 b) Leistungsbereich der Stromrichter (Wirkleistung P_{ac} und Blindleistung Q_{ac})
 c) Zeigerdiagramm für Netzspannung U_{ac} , Stromrichterspannung U_c und Stromrichterstrom I_r

Zur Erprobung der verschiedenen Regelungsmöglichkeiten von Stromrichtern für die Netzintegration von Offshore-Windparks einschließlich der Frequenzregelung dient die Pilotanlage Tjæreborg in Dänemark [5].



Inzwischen wurde die Blockleistung der Stromrichter auf 330 MW und die Übertragungsspannung auf +/- 150 kV erhöht (Projekt Cross Sound Cable zwischen New Haven, CT und Shoreham, LI, USA). Die Übertragung größerer Windparkleistungen kann durch Parallelbetrieb mehrerer Systeme solcher Stromrichterblöcke erfolgen.

5 Ausblick

Aufgrund des Wettbewerbes der Erzeuger im elektrischen Markt und wegen des erwarteten Aufkommens an Offshore-Windenergie ist mit einem Anstieg der mittleren Übertragungsentfernungen im europäischen Verbundnetz zu rechnen. Die Grenzen der Netzkapazitäten für die Durchleitung dieser Energie sind bereits heute absehbar. Für eine Verstärkung der Übertragungsleitungen ist unter diesen Bedingungen ein verstärkter Einsatz der weltweit bewährten HGÜ auch in Europa zu erwarten, nicht zuletzt wegen des damit verbundenen geringeren Freileitungs-Trassenbedarfes.

Eine weitere Anwendung für Gleichstrom stellt die Netzintegration der geplanten Offshore-Windparks in das Verbundnetz dar. Diese Anwendung erfordert jedoch wegen der besonderen Anforderungen unter Offshore-Bedingungen eine neuartige Stromrichtertechnik. Geeignete Stromrichter wurden entwickelt und stehen heute mit Blockleistungen bis zu 330 MW zur Verfügung.

6 Literatur

- [1] Künftige Aufgaben der UCTE, Stand 8.4.2002,
http://www.ucte.org/objectives/future/e_default.asp
- [2] Wilhelm Kiwit: Der Verbund – national und international. Elektrizitätswirtschaft Jg. 86 (1987), Heft 11, S. 467-475
- [3] H. Becker u.a. : Modellnetze für die Versorgung mehrkerniger Verdichtungsräume. etz-a Bd. 98 (1977) Heft 11, S. 748-754
- [4] D.J. Christophersen u. a. : A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1997-1998. CIGRE 2000 Report 14-102
- [5] Sørbring K. H. et al.: DC feeder for connection of a windfarm. CIGRE Symposium, Kuala Lumpur, Malaysia, Sept. 1999



Supraleitung und Energietransport

Stand der Technik und Perspektiven

Frank Schmidt
Nexans Superconductors GmbH
Kabelkamp 20, 30179 Hannover
Tel.: (0511) 676 3159, Fax (0511) 676 3777
E-mail: frank.schmidt@nexans.com

1 Eigenschaften der Supraleitung

1.1 Phänomen und Grenzen der Supraleitung

Das Phänomen der Supraleitung wurde bereits im Jahr 1911 durch den Physiker Onnes durch Messungen des elektrischen Widerstandes von Quecksilber bei sehr niedrigen Temperaturen entdeckt. Der Widerstand verschwindet dabei durch Abkühlung unter eine bestimmte Temperatur nahezu schlagartig. Dieser Effekt wurde daraufhin an weiteren Materialien (Blei, Niob) bei geringfügig höherer Temperatur nachgewiesen. Eine deutliche Steigerung der sogenannten kritischen Temperatur, bei der die Supraleitung auftritt, konnte jedoch erst im Jahr 1986 durch die Entdeckung der sogenannten Hochtemperatursupraleiter (HTSL) erreicht werden. Die wesentlichen Eigenschaften von Supraleitern sind die widerstandslose elektrische Leitung und die Fähigkeit, Magnetfelder durch Wirbelströme im Innern der supraleitenden Materialien abzuschirmen. Diese Eigenschaft wird zum Beispiel bei der Demonstration eines schwebenden Supraleiters über einem Permanentmagneten ausgenutzt.

Der supraleitende Zustand ist neben der Temperatur noch von zwei weiteren Größen, nämlich dem Magnetfeld und der Stromdichte im Material, abhängig. Sobald die Kombination dieser Größen bestimmte Werte überschreitet, bricht die Supraleitung zusammen. Die Entwicklung der Sprungtemperaturen von supraleitenden Stoffen ist in Abb. 1 dargestellt.

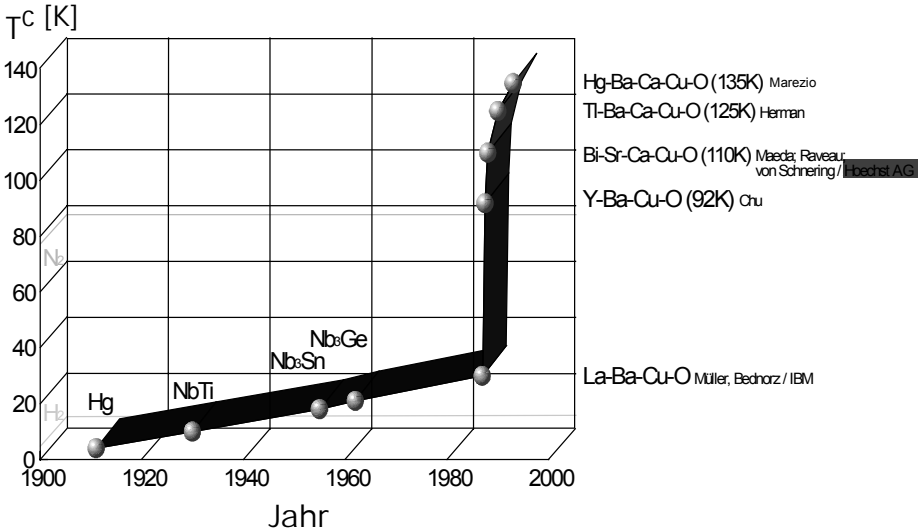


Abb. 1: Entwicklung der Sprungtemperatur verschiedener supraleitender Materialien

Die heute technisch interessanten Materialien für den Energietransport, nämlich Bi-2223 ($\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10-x}$) und Y-123 ($\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$), haben Sprungtemperaturen, die oberhalb der Siedetemperatur von Stickstoff unter Normaldruck liegen. Dadurch ist eine effiziente Kühlung durch den Einsatz von vergleichsweise preiswertem Stickstoff als Kühlmedium möglich.

1.2 Drähte für Kabelanwendungen

Um die keramischen Materialien in Energiekabeln verarbeiten zu können, ist die Herstellung von Drähten zur Weiterverarbeitung notwendig. Dabei ist für Bi-2223 ein mehrstufiger Prozess entwickelt worden, bei dem das supraleitende Vormaterial in Form von Pulver oder zu Stäben gepressten Pulver in Silberrohre gefüllt wird. Durch Ziehen werden daraus Stäbe mit geringerem Durchmesser geformt, die wiederum geteilt und gebündelt in ein gemeinsames Silberrohr gebracht werden. Durch weitere Zieh- und Walzschritte wird schließlich ein Draht in Bandform hergestellt, der nun eine Vielzahl von Filamenten mit Precursorpulver enthält. Aus dem Pulver wird durch eine thermische Behandlung mit zwischengelagerten mechanischen Walzschritten der endgültige Draht hergestellt. Aus dem Pulver bilden sich dabei die supraleitenden Filamente, die in dieser Form eine gewisse mechanische Flexibilität aufweisen. Ein solcher Draht, der typischerweise Abmessungen von 4 mm Breite und 0,3 mm Dicke aufweist, ist jedoch durch seine keramische Filamentstruktur mechanisch sehr empfindlich. Wird er zu



stark belastet, so brechen die supraleitenden Filamente, was sich in einer Degradation der Stromtragfähigkeit des Drahtes bemerkbar macht.

Kommerziell verfügbare HTSL-Drähte dieser Abmessungen weisen heute Stromtragfähigkeiten von 80 A bis zu 135 A auf.

Es wird derzeit außerdem an der Entwicklung von HTSL-Drähten der 2. Generation gearbeitet. Solche Drähte werden hergestellt, indem ein Trägermaterial wie zum Beispiel Edelstahl oder Nickel mit einer Pufferschicht und anschließend mit Y-123 Material beschichtet wird. Ein so gefertigter *coated conductor* kann mit verschiedenen Verfahren hergestellt werden. Derzeit sind diese Drähte jedoch lediglich in Längen von einigen Metern verfügbar. Dennoch wird das Material, nicht zuletzt durch die deutlich besseren mechanischen Eigenschaften der Drähte, als erfolversprechend für die Zukunft angesehen.

2 Supraleitende Energiekabel

Bei Energiekabeln mit Hochtemperatursupraleitern unterscheidet man zwischen mehreren Designvarianten. Diese werden zunächst anhand des Dielektrikums als *cold dielectric* (CD) und *warm dielectric* (WD) unterschieden. Bei Kabeln mit kaltem Dielektrikum ist ein weiteres mögliches Design das sogenannte Triaxiale Design. Die Varianten sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

2.1 WD-Kabel

HTSL-Kabel mit warmem Dielektrikum haben entsprechend ihrer Bezeichnung eine elektrische Isolierung, die auf Raumtemperatur liegt. Als Tragelement einer Kabelader wird in der Regel ein Wellrohr aus Edelstahl verwendet. Darüber kann eine Schicht aus normalleitendem Material aufgebracht sein, die die Aufgabe hat, eine ausreichend hohe Stromtragfähigkeit im Kurzschlussfall sicherzustellen. Auf diesen Träger sind die eigentlichen supraleitenden Drähte Seite an Seite und in mehreren Lagen verseilt. Zwischen den Lagen wird in der Regel eine dünne Lage aus elektrisch isolierendem Material aufgebracht, das die Aufgabe hat, einen Stromfluss quer durch die Lagen zu verhindern. Über dem so gestalteten Leiter wird nun der Kryostat zur thermischen Isolierung gefertigt. Er besteht aus zwei konzentrisch angeordneten Edelstahlwellrohren mit dazwischenliegendem Vakuumraum und sogenannter Superisolierung zur Verringerung von Wärmestrahlungsverlusten. Der Kryostat, der auf Hochspannungspotential liegt, wird von der elektrischen Isolierung des Kabels umschlossen, die wie bei konventionellen Kabeln als extrudierte Isolierung hergestellt werden kann. Die weiteren Aufbaulemente, nämlich Schirm und Außenmantel, sind mit denen eines herkömmlichen



Energiekabeln identisch. Der flüssige Stickstoff (LN_2) fließt im Innern des Trägerrohres und gegebenenfalls im Zwickelbereich zwischen Kabelleiter und Kryostat.

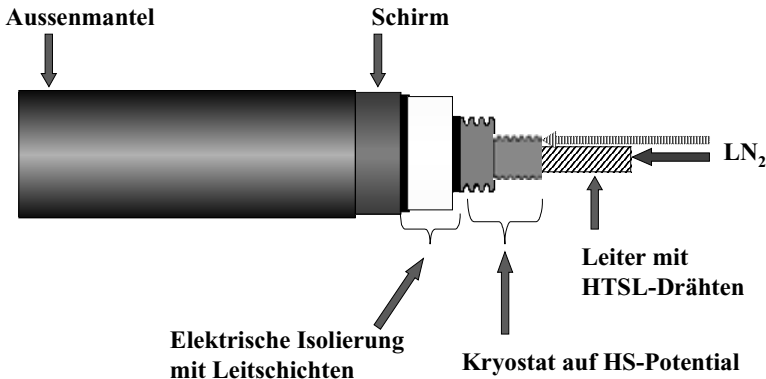


Abb. 2: HTSL-Kabel mit warmem Dielektrikum

2.2 CD-Kabel

Der Aufbau des Kabelleiters ist dem des Kabels mit warmem Dielektrikum gleich. Hier kann jedoch bei entsprechendem Kühlkonzept anstatt des Trägerrohres auch ein herkömmlicher Kabelleiter aus verseilten Kupferdrähten als Tragelement zum Einsatz kommen. Der Kabelleiter wird mit einem geschichteten Dielektrikum aus gewickelten Bändern, die mit flüssigem Stickstoff getränkt sind, isoliert. Über der elektrischen Isolierung wird nun der Kabelschirm aufgebracht, der ebenfalls aus supraleitenden Drähten in Lagen verseilt wird. Hierüber wird noch ein Aderschutzz als mechanischer Schutz aufgebracht. Diese Kabelader kann nun entweder allein oder zusammen mit den anderen beiden Phasen des Systems von einem Kryostaten umschlossen werden. Das Kühlmedium kann hier im Inneren des Trägerrohres und im Inneren des Kryostaten in gleicher Richtung oder auch in Gegenrichtung fließen (Abb. 3).

2.3 Triaxiale Kabel

Eine Variante eines CD-Kabels stellt das sogenannte Triaxiale Design dar. Bei einem solchen Kabel sind alle drei Phasen konzentrisch angeordnet und verfügen über ein gemeinsames Tragrohr. Der Aufbau ist zunächst wie beim Kabel mit kaltem Dielektrikum. Über der elektrischen Isolierung befindet sich jedoch nun anstelle des Schirmes der Kabelleiter der zweiten Phase des Systems. Dieser wird von einer weiteren Isolierschicht und dem Kabelleiter der dritten Phase umschlossen. Hierauf wird wiederum eine elektrische Isolierschicht aufgebracht, die jedoch nur der Leiter-Erd-Spannung

ausgesetzt ist und nicht der verketteten Spannung wie die anderen beiden Isolierschichten. Außen befindet sich dann ein Schirm, der entweder aus Supraleitermaterial oder aus normalleitendem Material bestehen kann. Diese dreiphasige Kabelader wird von einem Kryostaten umschlossen. Der Kühlmittelfluss ist hier im Tragrohr und außerhalb der dreiphasigen Kabelader im Kryostaten möglich (Abb. 4).

Abb. 3: HTSL-Kabel mit kaltem Dielektrikum

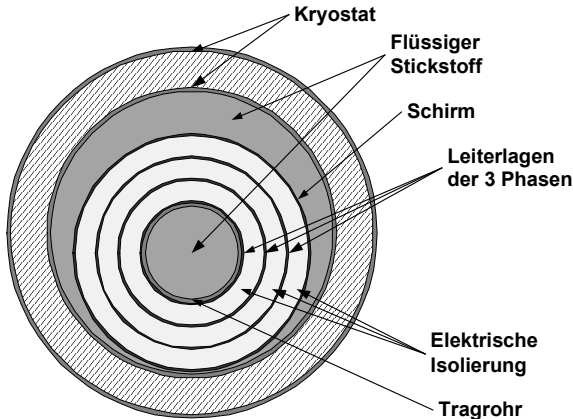


Abb. 4: Triaxiales Design

3 Eigenschaften und Einsatz von HTSL-Kabeln

3.1 Vor- und Nachteile der Designvarianten

Der wesentliche Unterschied der verschiedenen Designvarianten ist die Temperatur des Dielektrikums bzw. die Anwesenheit eines supraleitenden Rückleiters. Während ein WD-Kabel durch das Fehlen des supraleitenden Rückleiters von einem Magnetfeld umschlossen ist, entfällt dieses durch den Schirm im CD-Kabel und durch die symmetrische Belastung der Phasen beim Triaxialen Design. Durch die konzentrische Anordnung im CD-Kabel ist die einzelne Kabelader nach außen hin nahezu frei von magnetischen Feldern, da der supraleitende Schirm diese Felder abschirmt, indem der Strom in gleicher Höhe wie im Hinleiter, jedoch in entgegengesetzter Richtung getragen wird. Dies bietet gegenüber der Auslegung als warmes Dielektrikum den Vorteil einer noch höheren Übertragungsleistung und geringerer AC-Verluste. Außerdem können CD-Kabel in unmittelbarer Nähe anderer Kabel verlegt werden, da sie sowohl thermisch als



auch elektromagnetisch autark sind. Eine Übersicht der wesentlichen Eigenschaften findet sich in Tabelle 1.

	warmes Dielektrikum	kaltes Dielektrikum	Triaxial
äußeres Magnetfeld	Ja	Nein	Nein
AC-Verluste	hoch	gering	gering
Übertragungsl.	hoch	sehr hoch	sehr hoch
therm. Verluste	normal	hoch	gering
elektr. Isolierung	konventionell	im Kühlmittel	im Kühlmittel
Kryostat	auf Hochspannung (schwer zugänglich)	auf Erdpotential (leicht zugänglich)	auf Erdpotential (leicht zugänglich)
HTSL-Drahtbedarf	gering	hoch (Schirm)	gering
Garnituren	im Wesentlichen konventionell	neues Design erforderlich	schwierig bei hohen Spannungsebenen

Tabelle 1: Eigenschaften verschiedener Designvarianten

Ein gravierender Nachteil des Triaxialen Designs ist die schwierige Konstruktion der Garnituren. Bei hohen Spannungsebenen sind hier erhebliche Probleme zu erwarten, was den Einsatz eines solchen Kabels eher auf niedrige Spannungsebenen einschränkt. Durch die Verlustsituation sind WD-Kabel in ihrer Übertragungsleistung begrenzt. Aufgrund dieser Situation scheint die aussichtsreichste Variante daher die Auslegung mit kaltem Dielektrikum zu sein.

3.2 Vorteile von HTSL-Kabelsystemen

Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass HTSL-Kabel gegenüber konventionellen Kabeln zunächst den Vorteil der deutlich höheren Übertragungsleistung haben. Die Stromtragfähigkeit des Kabels und damit die Übertragungsleistung kann durch die Anzahl der verwendeten Drähte den Erfordernissen angepasst werden. Vorteilhaft hierbei ist, dass durch die sehr geringen Abmessungen der Einzeldrähte die Geometrie des HTSL-Kabels wesentlich weniger durch den Leiterquerschnitt bzw. die Drahtmenge bestimmt wird. Durch die sehr hohe Stromtragfähigkeit von bis zu 135 A/Draht sind mit HTSL-Kabeln deutlich höhere Übertragungsleistungen bei geringeren Abmessungen als mit konventionellen Kabeln realisierbar. Eine Übersicht maximaler Transportströme ist in Abb. 5 gegeben.

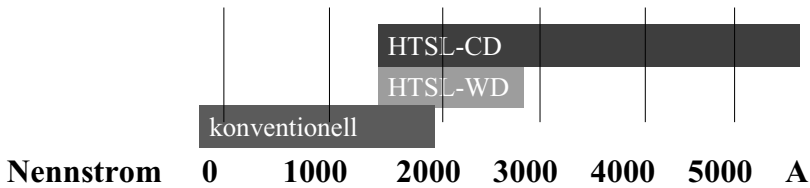


Abb. 5: Transportstrom von Kabelsystemen

Während konventionelle Kabel nur bis zur Transportströmen von etwa 2000 A sinnvoll zu betreiben sind, können mit WD-Kabeln Ströme bis zu ca. 3000 A realisiert werden. Hier wird jedoch ebenfalls ein Maximum erreicht, das durch das Magnetfeld und die damit verknüpften Verluste bestimmt wird. HTSL-Kabel mit kaltem Dielektrikum können mit weit höheren Strömen betrieben werden, da sie durch ihre Konstruktion nicht durch das Magnetfeld der Nachbarphasen beeinflusst werden und daher weniger verlustbehaftet sind. Durch die Abwesenheit eines äußeren Magnetfeldes bei Kabeln mit kaltem Dielektrikum ist es außerdem möglich, die Kabel deutlich kompakter zu gestalten als herkömmliche Energiekabel. Solche Kabel können auch in Bereichen mit besonderen Anforderungen an magnetische Felder verlegt werden. Aufgrund der thermischen Neutralität von supraleitenden Energiekabeln besteht bei Verlegung im Erdboden keine Gefahr der Bodenaustrocknung, die sonst eine dimensionierende Größe darstellt. Weiterhin stellt flüssiger Stickstoff als Kühlmedium keine chemische Beeinflussung der Umwelt dar, was gegenüber Ölkabeln ein weiterer Vorteil ist.

Der Aspekt der widerstandsfreien Energieübertragung führt bei HTSL-Kabeln zu geringen Übertragungsverlusten. Dennoch sind solche Kabelsysteme nicht verlustfrei. Bei Einsatz als Wechselstromkabel werden im Supraleiter AC-Verluste generiert. Neben diesen ist die Hauptverlustquelle die thermische Isolierung des umgebenden Kryostaten. Ein Vergleich konventionell – HTSL mit kaltem Dielektrikum hinsichtlich der Verluste findet sich in Tabelle 2. Obwohl dieses Beispiel willkürlich gewählt wurde, ist zu sehen, dass der Vergleich mit steigender Übertragungsleistung und mit steigender Auslastung des Kabelsystems günstiger wird. Beispiele aus der Literatur kommen zu einem ähnlichen Ergebnis. Einen nicht unerheblichen Anteil an den Verlusten stellen die AC-Verluste im Leiter und im Schirm des HTSL-Kabels dar. Diese Verluste entfallen bei Einsatz eines solchen Kabels in Gleichstromübertragungssystemen, was HTSL-Kabel dort besonders interessant erscheinen lässt.



	konventionell	HTSL	konventionell	HTSL	konventionell	HTSL
Nennspannung	72,5 kV	72,5 kV	72,5 kV	72,5 kV	72,5 kV	72,5 kV
Nennstrom	1000 A	1000 A	2000 A	2000 A	2000 A	2000 A
Zahl der Systeme	2	1	4	1	4	1
Systemlänge	5000 m	5000 m	5000 m	5000 m	5000 m	5000 m
Lastfaktor	50%	50%	50%	50%	70%	70%
Leiterverluste	41 W/m	1,2 W/m	41 W/m	2,4 W/m	41 W/m	2,4 W/m
dielektrische Verluste	0,6 W/m	0,07 W/m	0,6 W/m	0,07 W/m	0,6 W/m	0,07 W/m
Schirmverluste	8,4 W/m	1,2 W/m	8,4 W/m	2,4 W/m	8,4 W/m	2,4 W/m
thermische Verluste	0 W/m	2,5 W/m	0 W/m	2,5 W/m	0 W/m	2,5 W/m
Gesamtverluste	253.000 W	18.850 W	506.000 W	24.850 W	703.600 W	29.650 W
Wirkungsgrad Kältemaschine	1	0,1	1	0,1	1	0,1
Gesamt	253.000 W	188.500 W	506.000 W	248.500 W	703.600 W	296.500 W
Normiert	1	75%	1	49%	1	42%

Tabelle 2: Verlustvergleich verschiedener Übertragungssysteme

3.3 Einsatz supraleitender Energiekabel

Aufgrund ihrer Eigenschaften sind mögliche Einsatzgebiete überall dort zu finden, wo besondere Anforderungen vorhanden sind, die durch konventionelle Übertragungssysteme nicht erfüllt werden können. Beispielsweise können solche Kabel als Ersatz von Freileitungen in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte und schnell wachsendem Energieverbrauch vorteilhaft eingesetzt werden, da hier oft keine geeigneten Trassen gefunden werden können und der Einsatz von Freileitungen nicht möglich oder gewollt ist. Weiterhin können HTSL-Kabel in Trassen mit ansonsten schwierigen Umgebungsbedingungen sowohl thermischer, als auch elektrischer Art verlegt werden, wie etwa in unmittelbarer Nähe von Telekommunikationskabeln oder in der Nähe von Rohrsystemen zur Fernwärmeübertragung. Außerdem können in vorhandenen Trassen alte Kabel ersetzt und damit die Übertragungsleistung gleichzeitig gesteigert werden. Hierdurch werden die Investitionskosten durch neue Trassen deutlich gesenkt. Als weiteres Beispiel ist die Energieübertragung auf reduzierter Spannungsebene zu nennen. Dadurch könnten sowohl Trafostationen eingespart werden als auch Kraftwerksausleitungen auf Generatorspannungsebene realisiert werden.

Ein Einsatz von HTSL-Kabeln ist somit überall dort vorteilhaft wo geringer Platzbedarf oder besonders hohe Übertragungsleistung gefordert sind.

4 Perspektiven für HTSL-Kabel

Derzeit sind bereits verschiedene Entwicklungsprojekte durchgeführt bzw. Prototypen aufgebaut und getestet worden. Ausgelegt wurden diese Systeme sowohl als warmes, wie auch als kaltes Dielektrikum. Ein wesentlicher Aspekt neben der technischen Realisierbarkeit und Zuverlässigkeit sind die Kosten solcher Kabel. Gegenwärtig sind die kostenintensiven Punkte das Drahtmaterial und der Kabelkryostat. Auch die Investi-



onskosten für die notwendige Kühlanlage sind hier zu nennen. Eine Übersicht der heutigen Kosten und der erwarteten Kostenentwicklung findet sich in Tabelle 3.

	Heute	Erwartet
▶ HTSL-Draht:	250 €/kA m	< 50 €/kA m
▶ Kryostat:	650 €/m	250 €/m
▶ Kühlanlage:	65 k€/kW	20 k€/kW
▶ HTSL-Draht d. 2. Generation		< 10 €/kA m

Tabelle 3: Kostensituation HTSL-Kabel

Obwohl es für spezielle Anwendungsfälle bereits heute möglich ist, mit HTSL-Kabeln wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein, wird die Erreichung der erwarteten Kosten einen entscheidenden Einfluss auf die zukünftige Anwendung der Supraleitung für den Energietransport haben. Eine neue Perspektive ergibt sich hierbei durch den HTSL-Draht der 2. Generation.

5 Zusammenfassung

Nachdem seit der Entdeckung der Hochtemperatursupraleiter nahezu 2 Jahrzehnte vergangen sind, ist ein technischer Stand erreicht worden, der den Einsatz der Supraleiter in Kabeln zur Energieübertragung möglich macht. Es wurden verschiedene Designvarianten entwickelt und teilweise in Prototypen oder Pilotanlagen getestet. Die technische Machbarkeit wurde somit demonstriert. Die wesentlichen Vorteile solcher Energiekabel sind neben den geringen Verlusten vor allem die hohe Übertragungsdichte und die thermische und elektromagnetische Eigenständigkeit des Kabelsystems. Neben der Demonstration der Zuverlässigkeit ist die Kostenreduktion ein wichtiger Faktor, um den Einsatz von HTSL-Kabeln attraktiv erscheinen zu lassen und somit ein entscheidender Punkt für die zukünftige Entwicklung.